

UNIVERSITA DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE



Corso di Laurea in
Ingegneria Elettrica

NUOVE REGOLE DI CONNESSIONE DEGLI UTENTI ATTIVI E PASSIVI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE

Relatore
Prof. Roberto Turri

laureando
Mohammadi Visroudi Farzad

Anno accademico 2013/2014

Indice

Introduzione	1
Capitolo 1.....	8
1.1 Problemi legati all'allacciamento degli impianti di generazione distribuita	12
Capitolo 2.....	16
2.1 Centrale termoelettrica.....	16
2.1.1 Regolazione delle centrali termoelettriche.....	18
2.2 Centrale idroelettrica.....	21
2.2.1 Regolazione degli impianti idroelettrici	23
2.3 Centrale eolica	27
2.3.1 Sistemi di regolazione delle centrali eoliche	29
2.3.1.1 Controllo della coppia aerodinamica (del rotore).....	30
2.3.1.2 Turbine a velocità di rotazione fissa.....	31
2.3.1.3 Turbine a velocità variabile	32
2.4 Centrale solare	35
2.4.1 centrale fotovoltaica	35
2.4.1.1 sistema di regolazione degli impianti fotovoltaici.....	38
2.4.2 Centrale solare termodinamica.....	39
Capitolo 3.....	42
3.1 Regolazione della V e Q	42
3.1.1 Provvedimenti per la regolazione della tensione.....	44
3.2 Regolazione della frequenza.	47
3.2.1 Regolatore di watt	47
3.2.2 regolazione primaria.	49
3.2.3 Regolazione secondaria:.....	52
3.2.4 Variazione di frequenza potenza delle aree interconnesse.....	53
Capitolo 4.....	56
4.1 Schemi di inserimento	56
4.2 Regole tecniche di connessione per tutti gli utenti	58
4.2.1 Confini di proprietà e dispositivi dell'utente funzionali all'attività del distributore.....	58
4.2.2 L'impianto di utente per la connessione.....	60

4.2.3 L'area per l'impianto di rete presso l'utente.....	62
4.2.4 Regole tecniche di connessione per gli utenti passivi.....	64
4.2.5 Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi	64
4.3 Regole di connessione alle reti MT	66
4.3.1 Schema di connessione dell'impianto di utente	70
4.3.2 Regole tecniche di connessione comuni a tutti gli utenti	71
4.3.2.1 Impianto di terra presso l'utente	74
4.3.3 Sistema di protezione del dispositivo generale	76
4.3.4 Regole di connessione per gli utenti attivi.....	80
4.4 Regole tecniche di connessione alle reti BT	93
4.4.1 Regole tecniche di connessione comuni per tutti gli utenti.....	97
Capitolo 5.....	110
5.1 Caratteristiche strutturali delle reti di distribuzione	110
5.1.1 Regole di connessione per tutti gli utenti	111
5.2 Sistemi di misura dell'energia elettrica.....	117
5.3 Punti di prelievo di utenti attivi con sistema di accumulo	120
5.4 Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)	123
5.5 Prove sugli inverter per impianti connessi indirettamente.....	124
5.6 Limitazione della potenza attiva delle unità GD	126
Capitolo 6.....	128
6.1 Dispacciamento.....	130
6.2 obblighi e requisiti tecnici.....	132
6.3 servizi di mercato	134
6.4 Soluzioni innovative per le risorse del dispacciamento	135
6.4.1 Dispacciamento centralizzato diffuso (Modello 1).....	135
6.4.2 Dispacciamento locale del DSO (Modello 2)	137
6.3 Profilo di scambio AT/MT (Modello 3)	138
6.4 Alcuni benefici e difetti di vari modelli.....	138
Capitolo 7 conclusione.....	140
Bibliografia	142

Introduzione

Con l'aumento degli impianti di produzione dell'energia elettrica sono state introdotte varie problematiche riguardo la sicurezza di funzionamento della rete, il trasporto dell'energia elettrica verso gli utenti finali e il corretto funzionamento della rete.

Le nuove regole introdotte nelle normative negli ultimi anni, hanno lo scopo di fornire delle prescrizioni di riferimento per la connessione degli impianti di utente, e una modalità di gestione, protezione e controllo della rete di trasmissione e distribuzione. Tali caratteristiche tengono conto sia dalle esigenze degli utenti che dovranno essere connessi alla rete, sia dalle esigenze del gestore di rete e della sicurezza funzionale della rete a livello nazionale. In questo caso l'autorità della gestione dell'energia elettrica ha la possibilità di indirizzare i produttori di energia a seguire determinate regole con lo scopo di sfruttare le fonti energetiche rinnovabili con uno sviluppo dei sistemi elettrici basato su forme di generazione distribuita.

Proprio a questo proposito alcune parti della norma stessa sono stati modificati drasticamente. Per esempio le modalità con le quali gli inverter dovranno essere integrati nella rete, soprattutto su alcuni fronti: la possibilità di erogare l'energia reattiva in rete, l'insensibilità ai buchi di tensione, la possibilità di cambiare lo stato su precisi comandi inviati dal distributore.

Lo scopo di questa tesi è approfondire la parte della norma, in particolare la Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT", che è stata introdotta ultimamente (oltre ad alcune considerazioni finali), che descrive nel dettaglio perché e come si dovranno adeguare le imprese distributrici di energia elettrica.

Capitolo 1

Panoramica sulla generazione distribuita

La produzione centralizzata dell'energia elettrica con grandi centrali termoelettriche, idroelettriche, nucleari ha impatti ambientali non indifferenti e costi elevatissimi in termini di investimento iniziale. Con la produzione mediante grandi centrali termoelettriche, seppur oggi la regolamentazione sull'emissione dei gas inquinanti sia diventata molto restrittiva e la tecnologia per l'abbattimento dei fumi tossici abbia raggiunto livelli prestazionali molto elevati, permane la problematica dell'emissione in atmosfera di elevatissime quantità di CO₂ che sta provocando immensi sconvolgimenti climatici a livello globale. L'idroelettrico, inteso come centrali con grandi bacini di accumulo e grandi gruppi di generazione, pur rimando una tecnologia irrinunciabile per il suo potenziale, ha subito numerose battute d'arresto soprattutto in Europa dove la presenza di alte montagne ricche d'acqua ha spesso decretato la scomparsa di vallate intere sommerse dai bacini di accumulo delle centrali. Da alcuni anni, la maggior attenzione posta alla salvaguardia di territori unici per la loro bellezza e la cui economia si basa prevalentemente sul turismo, ha spostato la realizzazione di queste tipologie di impianto sui grandi fiumi sudamericani e indocinesi. Il nucleare infine, pur rappresentando una forma di energia *carbon free*, spesso non è accettato di buon grado dalla popolazione preoccupata dagli incidenti occorsi durante la sua storia e dalla gestione delle scorie ereditate dalla sua attività.

La generazione centralizzata impone una gestione di tipo unidirezionale dei flussi di potenza, dalle grandi centrali alle utenze finali attraverso un lungo percorso elettrico lungo il quale viene dissipata una gran quantità di energia.

La generazione distribuita (GD) viceversa, intesa come la delocalizzazione della produzione dell'energia elettrica, permette di realizzare, con un impatto ambientale e paesaggistico molto più ridotto, la produzione dell'energia vicino ai centri di consumo decretando un notevole risparmio in termini di minori perdite di sistema. In media tali perdite, nella rete di trasmissione e di distribuzione, con una gestione di tipo centralizzato, sono pari al 10% dell'energia prodotta che può essere, almeno in parte, risparmiato. Tale risparmio, unito alla possibilità di sfruttare anche limitate fonti locali di energia primaria rinnovabile che pur utilizzando impianti di taglia medio-piccola con rendimenti minori

rispetto alle grandi centrali, permette di ottenere un rendimento complessivo del sistema notevolmente maggiore e una riduzione drastica delle emissioni in atmosfera.

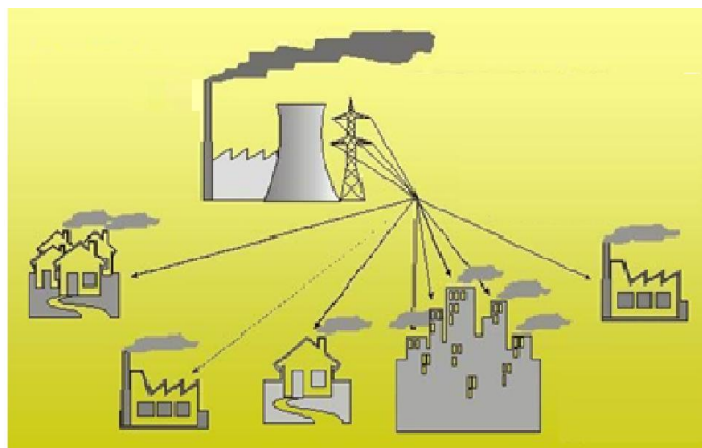


Figura 1.1. Generazione centralizzata (concentrata)

Storicamente l'Italia come tanti altri Paesi europei e non, ha utilizzato il controllo statale-monopolistico dell'intero comparto dell'energia elettrica sia per fini politico-strategici sia per rendere possibile un accesso di massa al servizio elettrico. Ciò ha decretato la creazione di un sistema di tipo centralizzato che permettesse, all'azienda statale unica concessionaria per la gestione del servizio elettrico, di ridurre i costi di manutenzione e di gestione della produzione sfruttando fonti energetiche un tempo economicamente molto convenienti come: i prodotti di scarto provenienti dalla raffinazione del petrolio, il carbone e in epoche più recenti il gas.

Il progredire della tecnica delle costruzioni civili e meccaniche, che ha permesso la realizzazione di unità di produzione di potenza sempre più elevata e con rendimenti sempre maggiori, ha spinto il sistema, forse in modo preponderante rispetto a tutti gli altri fattori influenti, ancor di più verso la massima centralizzazione delle unità produttive, garantendo su un sistema elettrico con qualità del servizio molto elevata ma fortemente centralizzato e rigido.

Dopo la caduta del monopolio, il mercato di energia elettrica è stato aperto anche alle piccole/medie imprese private, che hanno visto un'importante opportunità d'investimento garantito da forti politiche incentivanti. Ciò ha permesso di affiancare al sistema tradizionale della generazione concentrata, un crescente numero d'impianti di taglia molto minore che costituiscono la GD.

Nel corso degli anni intercorsi tra la liberalizzazione del mercato e oggi, le leggi dell'economia di scala e la maturazione delle tecnologie necessarie a sfruttare fonti di

energia rinnovabile, specialmente per le tecnologie che riguardano il solare, hanno permesso una drastica riduzione dei costi di realizzazioni delle centrali tali da renderle in molti casi competitivi addirittura con le centrali tradizionali realizzate molti anni prima e già ammortizzate.

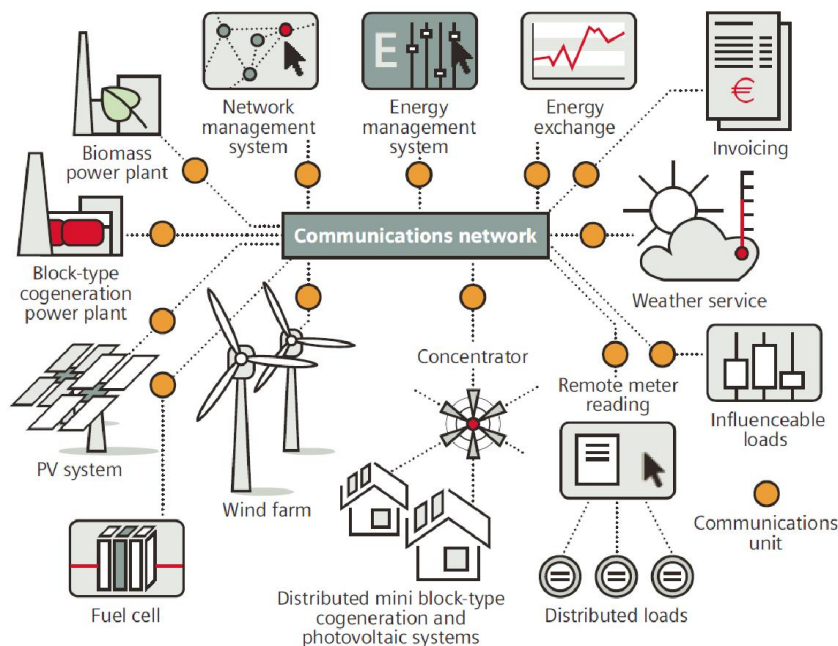


Figura 1.2. Generazione distribuita

Dal punto di vista tecnico l'aumento del numero d'impianti di produzione collegati alla rete di distribuzione locale o a un sistema di accumulo porta molti benefici ma anche ad alcune problematiche di non facile soluzione che saranno trattate nei successivi capitoli.

Come già visto, molti e molteplici sono i fattori che hanno aiutato la diffusione d'impianti di generazione.

In particolare, si possono riassumere i seguenti:

- La possibilità di sfruttare fonti di energia rinnovabili che riducono la richiesta di altri fonti tradizionali meno economiche e più inquinanti.
- La possibilità di produrre l'energia elettrica in prossimità dei punti di consumo finale anche in ragione della difficoltà di realizzare le nuove porzioni del sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
- La possibilità di sfruttare i materiali di recupero quali i rifiuti solidi urbani, scarti di lavorazioni industriali e/o artigianali e rifiuti agricoli.
- L'impiego di impianti di cogenerazione ad alto rendimento nelle industrie che utilizzano grandi quantità di calore nel loro ciclo produttivo.

e) La possibilità di utilizzare biomasse altrimenti non utilizzabili in altro modo.

Nelle figure seguenti sono evidenziati gli incrementi nell'andamento delle richieste di connessione d'impianti di generazione pervenute a Enel Distribuzione e delle connessioni conseguentemente attivate. È inoltre illustrata la densità geografica delle richieste di connessione attualmente in corso, sia in termini numerici che di potenza.



Figura 1.3. Richieste mensili di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione.

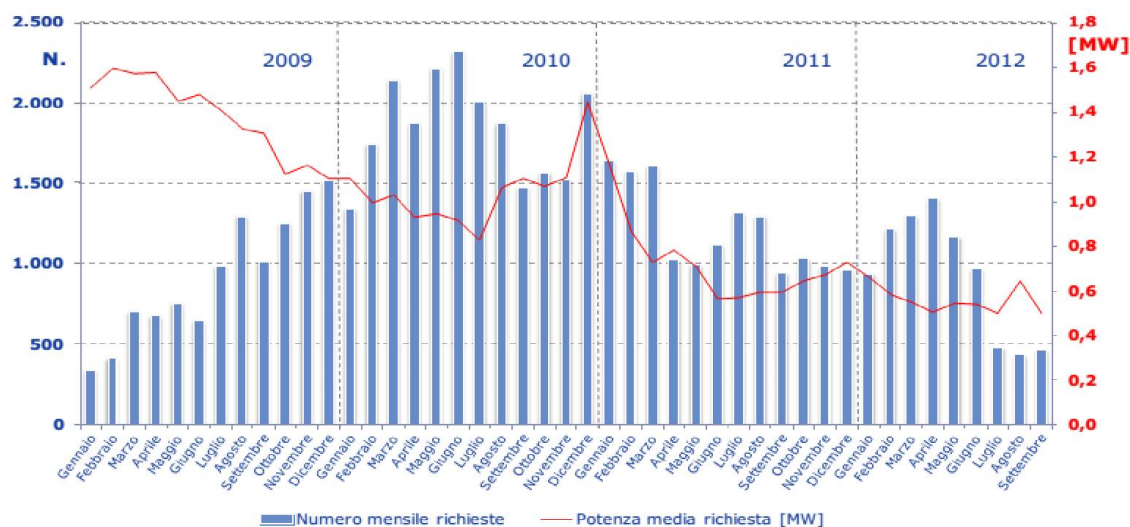


Figura 1.4. Richieste mensili di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione.

1.1 Problemi legati all'allacciamento degli impianti di generazione distribuita

Il rapido incremento della GD che comprende, per ragioni funzionali ed economiche, gli impianti di cogenerazione e fonti rinnovabili, limita la potenza delle centrali tradizionali esistenti e presenta una serie di problematiche e complessità crescenti che in particolare sono:

- 1) Integrazione della GD con la rete di distribuzione esistente.
- 2) Gestione delle GD da connettere alla rete di distribuzione.
- 3) Controllo della “ power quality ” e gestione dei generatori e componenti presenti nel sistema di distribuzione in presenza della GD.
- 4) Studio di sviluppo di nuovi assetti della rete di distribuzione in presenza della GD.
- 5) Pianificazione delle reti con l'ipotesi di nuovi impianti della GD.
- 6) Problematiche legate alle normative nazionali ed eventualmente internazionali.

Pertanto, a fronte di nuove richieste di energia e inevitabile diffusione della GD e la trasformazione della rete passiva della distribuzione in rete attiva, si deve garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema. Di conseguenza, sono state affrontate le varie problematiche per allacciamento della GD:

- **Gestione delle GD da connettere alla rete di distribuzione.**

La gestione della GD nel sistema di distribuzione in BT e MT rende necessario definire nuove soluzioni che includono interventi su vari livelli di tensione al fine di garantire l'accessibilità alla rete di un numero elevato d'impianti di generazione, altrimenti esclusi a causa della relativa facilità con cui si può giungere a saturazione degli elementi costituenti la rete attuale. Inoltre, sarà necessario non limitare le attuali procedure implementate nelle reti esistenti quali ad esempio: la ricerca di guasti e la gestione del funzionamento della rete in condizioni particolari di emergenza.

- **Controllo della “ power quality ” e gestione dei generatori e componenti presenti nel sistema di distribuzione in presenza della GD.**

La presenza massiccia di GD nelle reti di distribuzione determina un'alterazione dei parametri con cui le stesse sono state progettate. Le sollecitazioni a cui i vari elementi di rete sono soggetti possono notevolmente mutare rispetto alla configurazione che vede la rete interamente passiva.

Si deve realizzare pertanto un'analisi dettagliata della configurazione di rete di distribuzione legata alla presenza di GD, considerando i vincoli imposti dalle

caratteristiche elettriche e meccaniche di tutti i suoi componenti al fine di evitare il sovraccarico degli stessi, che, sollecitati in modo anomalo, possono portare a un malfunzionamento dell'intero sistema.

I componenti che richiedono più attenzione sono i seguenti:

- Interruttori degli utenti, delle cabine (MT/BT) e delle linee (MT/BT).
- Protezioni di linea.
- Conduttori.
- Trasformatori (variatori sotto carico AT/MT).

In generale la rete dovrà essere in grado di gestire le richieste di trasmissione dell'energia tra varie porzioni di reti di distribuzione dove viene iniettata e/o prelevata energia dai vari utenti attivi o passivi; dovrà cioè essere possibile un affidabile flusso bidirezionale nella rete di trasmissione e di distribuzione caratterizzato da elevate variazioni in termini di quantità di energia veicolata che il gestore deve essere in grado di controllare. Quest'ultimo aspetto pone il gestore di rete di fronte a nuove sfide e impone che anche la GD e non solo la generazione centralizzata, sia sotto il completo controllo dello stesso. Identiche considerazioni dovranno valere anche per i sistemi d'accumulo.

• **Studio di sviluppo di nuovi assetti della rete di distribuzione in presenza della GD.**

Gli sviluppi futuri della rete di distribuzione con forte presenza di GD puntano sulla creazione di “ Micro Grids “ e sulla capacità di veicolare elevati flussi potenza lungo la rete di trasmissione sfruttando elettrodotti ad altissima tensione in AC. come pure in DC le Micro Grid sono reti intelligenti, relativamente poco estese, che forniscono un servizio del tutto simile a un grande sistema elettrico a tutti gli utenti loro connessi.

A) Micro Grid autonome sono elettricamente isolate dalla rete pubblica. Per garantire un buon funzionamento, la tipologia delle fonti di energia deve essere molto differenziata e gli impianti di produzione devono essere presenti in numero adeguato al carico presente. Le principali difficoltà si presentano nella regolazione della frequenza e della tensione e quindi nella gestione delle potenze erogate e assorbite. Per arginare questi problemi devono essere adottate tecniche di controllo del tutto simili a quella delle grandi reti. Tali tecniche, costose e non ancora del tutto automatizzate, ostacolano la diffusione di questa tipologia di reti, poiché un investimento di scarsa qualità in tal senso compromette completamente l'affidabilità della rete stessa.

B) Micro Grid non autonome hanno molto più vantaggi, quali:

- Utilizzo della rete di distribuzione per fissare la frequenza e la tensione di riferimento.
- Fornitura di potenza agli utenti in caso di perdita di risorse distribuite.
- Immissione di potenza in eccesso alla rete pubblica

– Capacità di sostenere i guasti con correnti rilevabili agilmente dalle protezioni. Viceversa è poco vantaggioso per la rete, poiché il distributore dovrebbe adottare misure capaci di far fronte alle situazioni più sfavorevoli per la rete, non più di semplice gestione. Le reti di distribuzione, infatti, non si presenterebbero più come semplici reti passive disalimentabili facilmente, in caso di guasto al loro interno, dal livello superiore di tensione, bensì potranno presentare a loro volta impianti di produzione di taglia anche considerevole, relazionata alla porzione di rete, che possono, se non adeguatamente controllati, dar vita a fenomeni pericolosi per l'integrità delle apparecchiature e per la sicurezza delle persone. (funzionamento in isola, chiusure anomale degli interruttori su guasto, ecc).

Un ruolo fondamentale nell'integrazione nella rete di una massiccia presenza di GD, potrebbe essere rappresentato dalla trasmissione in corrente continua che dà l'opportunità di trasferire maggiore potenza su lunghe distanze, di gestire opportunamente i flussi e di vincolare premeditatamente la quantità di potenza che si desidera veicolare sull'elettrodotto. Ciò può permettere di suddividere in modo razionale la potenza tra le varie arterie della rete di trasmissione, liberando spazio alla trasmissione di potenza generata da fonti rinnovabili a oggi non connettabili alla rete e di far fronte ai forti scompensi locali legati alla GD da fonti rinnovabili non programmabili. Sostanzialmente una rete di trasmissione molto forte e intelligente permette di supplire, senza troppe preoccupazioni per la stabilità del sistema, a forti scompensi.

Con la massiccia diffusione della GD nelle reti di BT si può valutare di passare dal sistema di distribuzione AC in DC per avere una migliore qualità di energia elettrica fornita.

• **Pianificazione delle reti con l'ipotesi di nuovi impianti della GD.**

Tra tanti, uno dei principali compiti del gestore della distribuzione è fornire l'accesso al servizio elettrico a tutti gli utenti interessati a connettersi alla rete e in possesso dei requisiti idonei. Oggigiorno il distributore ha l'obbligo di pianificare gli interventi necessari a mantenere gli standard qualitativi (richiesti dalle autorità) anche in presenza della GD, garantendo l'accesso alla rete a tutti gli utenti attivi che ne fanno richiesta. Per rispondere a tale onere, ogni gestore deve pianificare lo sviluppo della propria rete in tutti i suoi componenti per rendere possibile la connessione di nuovi impianti di generazione secondo criteri di trasparenza e di non discriminazione.

La GD, specie se di piccola taglia o per esigenze intrinseche alla tecnologia utilizzata per la conversione, s'interfaccia con la rete attraverso dispositivi che utilizzano l'elettronica di potenza per cedere l'energia con parametri congrui ai vincoli imposti dal gestore. Spesso, nell'ultimo periodo, lo stesso distributore si è trovato a valutare attentamente l'incidenza del comportamento di tali macchine sul comportamento stesso della rete, arrivando a

definire nuove regole per la connessione. Tale processo è ovviamente ancora in evoluzione e i distributori sempre di più dovranno pianificare e valutare attentamente lo sviluppo delle loro reti e la loro gestione in esercizio, per rendere il sistema il più elastico possibile e pronto ad accogliere una penetrazione massiccia di GD.

- **Problematiche legate alle normative nazionali ed eventualmente internazionali.**

Le normative e le delibere e decreti attuativi riguardanti la connessione della GD alla rete nazionale e alle reti di distribuzione locali saranno illustrate nei prossimi capitoli.

Capitolo 2

Tipologia delle centrali elettriche

L'energia elettrica viene prodotta nelle varie tipologie di centrali elettriche che si distinguono in base a tipo del materiale utilizzato nelle centrali (in generale, nell'unità di produzione), dalla potenza prodotta, dal tipo di energia prodotta e la regolazione della frequenza e tensione.

2.1 Centrale termoelettrica

Le centrali di produzione dell'energia elettrica che utilizzano un ciclo termico alimentato da combustibile quale: il petrolio e derivati, il carbone, la nafta, il metano, la biomassa, i rifiuti e gli scarti delle lavorazioni industriali, vengono comunemente chiamate centrali termoelettriche.

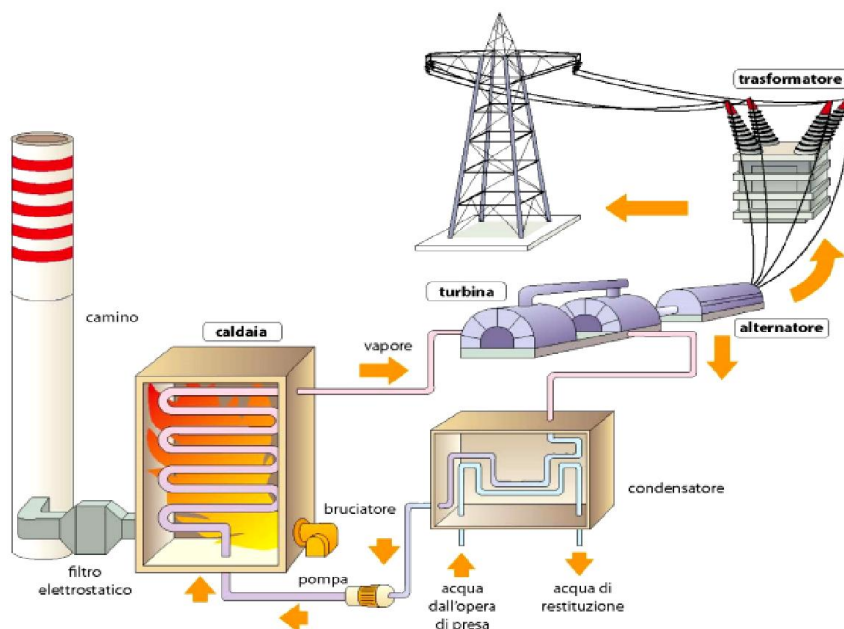


Figura 2.1. centrale termoelettrica

In questa tipologia di impianti, l'energia termica liberata dalla combustione viene trasformata tramite un ciclo termico in energia meccanica e poi con un alternatore in energia elettrica.

Le centrali termoelettriche generalmente sono impiegate nella copertura del carico di base. Il funzionamento di una centrale termoelettrica è basato principalmente nell'impiego della caldaia, della turbina, del generatore sincrono, del condensatore e della pompa. Si brucia il combustibile nella caldaia, dove si riscalda l'acqua e si trasforma in vapore fortemente surriscaldato. Il vapore viene condotto in turbina dove, agendo sulle pale, trasforma l'energia potenziale in esso contenuta in energia meccanica. Tale energia viene trasformata in energia elettrica in media tensione attraverso un generatore sincrono. Il vapore in uscita dalla turbina viene condensato entro uno scambiatore di calore che utilizza una fonte a temperatura più bassa a cui cedere il calore in eccesso. Il condensato viene quindi rinviato alla caldaia tramite la pompa per essere riutilizzato in un altro ciclo. Per poter connettere la centrale alla rete di alta tensione, si alza il livello di tensione con un trasformatore.

In un impianto convenzionale circa il 40 % dell'energia prodotta sotto forma di calore si converte in energia elettrica e il restante viene dissipata nelle varie fasi della conversione dell'energia. Per aumentare il rendimento delle centrali termoelettriche si usa una centrale a turbogas in serie alla centrale convenzionale. I gas scaricati dalla prima centrale hanno una temperatura notevole che si utilizza per riscaldare l'acqua della seconda centrale. Il rendimento di una centrale elettrica con ciclo combinato può raggiungere il 60 % (il rendimento è il rapporto tra l'energia ottenuta utile rispetto all'energia utilizzata).

Un'altra soluzione per aumentare il rendimento è la produzione contestuale di energia elettrica ed energia termica che prende il nome di cogenerazione. In questo caso, soprattutto se l'impianto viene calibrato sul fabbisogno del processo industriale e/o residenziale cui è destinato, si ha un notevole risparmio di energia. In Italia quasi il 75% dell'energia elettrica viene prodotta con le centrali termoelettriche.

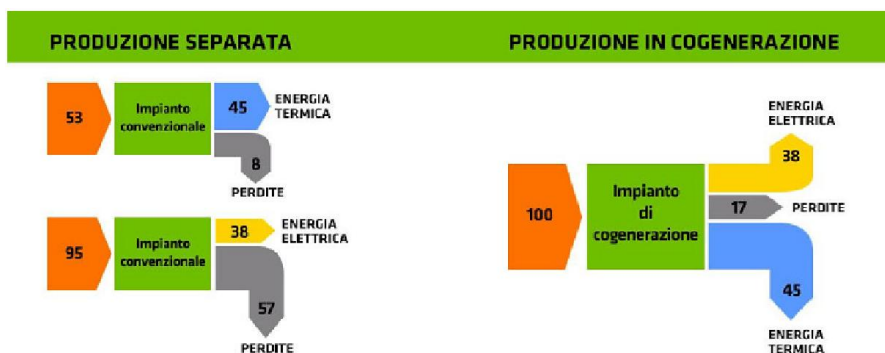


Figura 2.2. schema dell'impianto di cogenerazione

I vantaggi della produzione con impianti di cogenerazione sono:

f) Riduzione dell'inquinamento atmosferico.

- g) Minor dipendenza dalle fonti fossili.
- h) Consumo minore.
- i) Efficienza energetica maggiore.
- j) Costi complessivi più bassi.

2.1.1 Regolazione delle centrali termoelettriche

Nelle centrali termoelettriche operano contemporaneamente diversi tipi di sistemi di regolazione volti a controllare la potenza meccanica, disponibile per la conversione, all'albero del generatore. Ogni sistema di regolazione può agire, a seconda della strategia utilizzata per controllare il processo, su una o più grandezze di controllo e su uno o più organi regolanti.

Essendo il generatore mosso dalla turbina alimentata a vapore, risulta fin troppo chiaro che per controllare il generatore è necessario controllare i parametri del vapore in ingresso alla turbina.

Le caratteristiche del vapore generato entro la caldaia sono funzioni che dipendono dalla gestione della stessa in termini di adduzione del carburante, del comburente e del fluido del ciclo termico e dalla tipologia di caldaia. Quest'ultima variabile incide soprattutto sul grado di complessità di gestione e sulla riduzione dell'ordine del sistema che lega le variabili ai parametri del vapore. Principalmente si adattano 3 tipologie di regolazioni più il funzionamento in manuale.

– Funzionamento in manuale:

L'apertura della valvola d'immissione del vapore in turbina, la portata di combustibile e la quantità d'aria immesse in caldaia sono le grandezze che l'operatore deve regolare. Le variazioni di carico elettrico ai morsetti del generatore dovranno essere seguite con opportune variazioni del medesimo segno dell'ammissione del vapore in turbina. Tali variazioni potranno essere eseguite dall'operatore agendo direttamente sul variagiri. Se il gruppo turbo-alternatore è in parallelo alla rete, la sua potenza è funzione della frequenza della rete secondo la sua caratteristica statica.

– Funzionamento in caldaia segue:

Con funzionamento in caldaia segue, si intende una tipologia di regolazione che vede la caldaia come elemento che subisce una regolazione assoggettata alla regolazione impartita ad altri elementi.

Al variare del carico elettrico, il generatore preleva una quantità pari alla variazione stessa più la variazione delle perdite al suo interno dal suo motore primo, cioè dalla turbina a

vapore. Per far fronte alla variazione di potenza richiesta si agisce sugli organi di regolazione della portata di vapore in immissione alla turbina. Tale organo funge pertanto da regolatore primario del gruppo agendo da componente pilota per tutti gli altri elementi del ciclo termodinamico. In particolare, si può sostenere che la regolazione di potenza viene eseguita a spese dell'energia accumulata in caldaia e che la regolazione della stessa avviene rispetto ai parametri in essa rilevabili. Ad esempio, se viene richiesta maggiore potenza dal generatore elettrico, viene immediatamente aperta la valvola di controllo della portata in immissione nella turbina, facendo affluire più vapore in turbina prelevandolo da quello accumulato in caldaia che tuttavia in quel momento ne sta producendo una quantità inferiore. Ciò determina una riduzione di pressione nel corpo cilindrico della caldaia stessa che sarà alimentata con maggior combustibile e fluido per adattarsi alla nuova richiesta e per far fronte alla temporanea perdita di pressione.

E' un sistema sicuramente molto pronto nel supplire alle variazioni del carico di rete, pregiudicando, però, un buon funzionamento della caldaia stessa soggetta al rischio di pendolazione termica e a brusche e repentine variazioni di pressione al suo interno.

Il metodo "caldaia segue" trova applicazioni nelle caldaie a circolazione naturale per il loro funzionamento in variazioni notevoli di carico.

– **Funzionamento in turbina segue:**

Nel funzionamento in turbina segue, per seguire gli andamenti del carico elettrico, si agisce sui regolatori della caldaia modificando sia la portata di carburante che il flusso d'acqua in ingresso. Questa tipologia di regolazione prevede di variare la quantità di vapore prodotto che viene interamente immessa in turbina. Se il vapore prodotto è insufficiente per permettere alla turbina di bilanciare la coppia antagonista del generatore elettrico, la turbina inizia a rallentare, viceversa, essa si comporterà da sfioro per la caldaia e tenderà ad aumentare il proprio numero di giri.

L'intero sistema è delicato e necessita di molta accuratezza per essere gestito in modo ottimale. Il limite maggiore risiede nella lentezza della risposta alle variazioni di carico che si accentua quando le stesse sono di ampiezza elevata, poiché, entro la caldaia, non è presente energia accumulata pronta all'uso per compensare la variazione di richiesta della turbina.

Il principale beneficio si individua nella possibilità di esercire il ciclo termodinamico a pressione pressoché stabile e costante nel tempo non sottoponendo le strutture a continui stress meccanici.

– **Funzionamento in regolazione automatica:**

La rapidità di adattare la potenza fornita dalla caldaia a quella richiesta dalla turbina, dipende principalmente dalla flessibilità del generatore di vapore, cioè nella capacità dello stesso di produrre una determinata quantità di vapore a una data temperatura. Nelle caldaie ad attraversamento forzato, a differenza delle caldaie a circolazione naturale, le iterazioni tra le varie grandezze da regolare sono elevate e non sono scindibili; più precisamente, una variazione della portata d'acqua di alimentazione o del combustibile non porta solo rispettivamente a una variazione di pressione e temperatura del vapore bensì, un notevole aumento di portata d'acqua immessa in caldaia, può decretare una caduta della temperatura al suo interno. Ciò avviene a causa della mancanza di un volano termico che permetta di cedere il calore in esso contenuto alla massa, mitigando il raffreddamento della caldaia.

Su una caldaia a circolazione forzata bisogna agire su tutte le variabili a disposizione per controllare la produzione di vapore in modo preciso. Questi tipi di generatore necessitano quindi di un regolatore coordinato (Direct Energy Balance).

Una regolazione della valvola di turbina influenza il carico e la pressione in senso opposto; viceversa, una variazione del segnale di richiesta della caldaia, ha una influenza sul carico e la pressione nello stesso senso. Pertanto, la regolazione coordinata, per effettuare la regolazione corretta, deve tener conto della pressione e dell'errore di carico.

Per esempio, se le variazioni di pressione e carico sono rispettivamente in eccesso e difetto, per ridurre la pressione e bilanciare le potenze può bastare la sola apertura delle valvole di turbina. Il sistema agisce in modo che le iterazioni tra le grandezze siano minime.

La richiesta del carico viene inviata alla caldaia e alla turbina. Il sistema di regolazione invece agisce in base alle capacità e ai limiti della caldaia e della turbina mantenendo in equilibrio i segnali di richiesta e generazione.

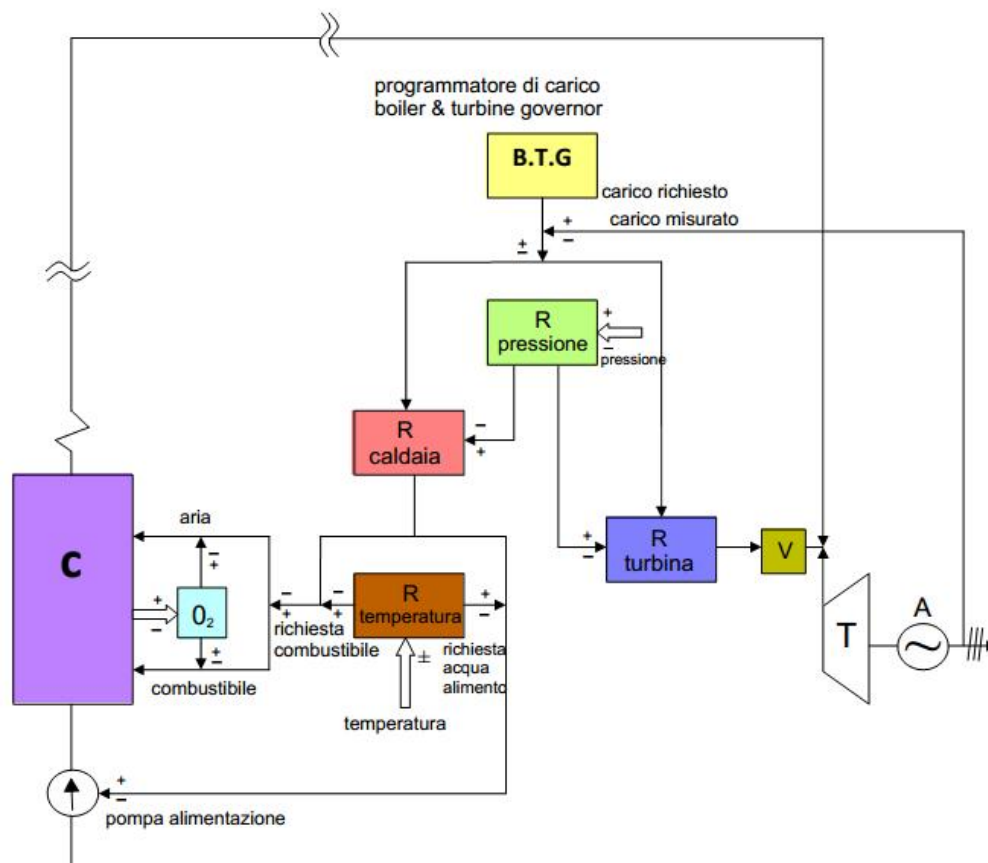


Figura 2.3. schema di principio della regolazione coordinata

In questo modo è possibile ottenere una variazione ampia e rapida con escursioni minime delle caratteristiche del vapore nella turbina. Nel caso in cui la regolazione automatica si verifica impossibile da eseguire, il sistema passa automaticamente ad altri tipi di regolazione.

2.2 Centrale idroelettrica

La centrale idroelettrica trasforma l'energia potenziale posseduta da una massa d'acqua in energia elettrica. Questa tipologia di centrale si può dividere virtualmente in due macrocategorie: centrali con bacino di accumulo e centrali ad acqua fluente.

La prima categoria prevede la costruzione di un bacino, mediante dighe o traverse che intercettano il corso di un fiume, che funga da serbatoio a una quota altimetrica maggiore di quella in cui viene posta la centrale. Dal bacino l'acqua viene convogliata, grazie alle opere di presa, entro delle tubazioni che percorrono, nel tratto più breve possibile, il dislivello tra il bacino e la centrale. Tale dislivello viene detto salto geodetico. Scendendo verso la centrale l'acqua aumenta di pressione secondo la nota legge di Bernulli e viene

inviata alle turbine che trasformano l'energia di pressione in energia cinetica. Accoppiato alla turbina, vi è il generatore sincrono che permette di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica, immessa successivamente in rete.

Le acque turbinate in uscita dalla centrale vengono infine restituite al corso d'acqua dalle opere di restituzione.

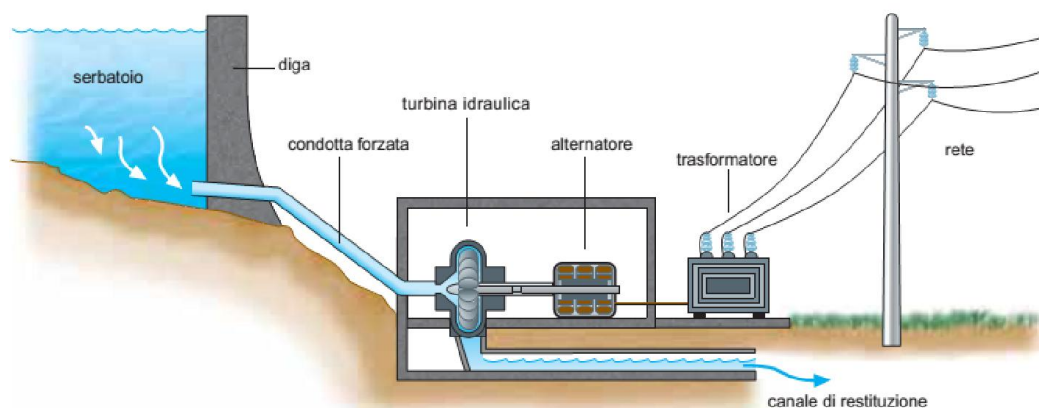


Figura 2.4. schema esemplificativo di un impianto idroelettrico a serbatoio

Le turbine idrauliche sono costituite dal girante, che rappresenta la parte mobile della turbina e dal distributore che ne costituisce la parte fissa.

Il distributore trasforma, totalmente o parzialmente, l'energia sotto forma di pressione in energia cinetica dell'acqua che collide contro le pale del girante mettendole in rotazione.

Se la trasformazione avviene interamente nel distributore, la turbina si dice ad azione. Le turbine ad azione sono le Pelton e le Turgo o turbine a flusso incrociato. Nel caso in cui invece la trasformazione avviene solo parzialmente nel distributore, la turbina si dice a reazione e si distinguono due tipologie di turbine: tipo Kaplan e tipo Francis.

Le Pelton massimizzano il rendimento se installate su impianti caratterizzati da salti elevati e portate limitate, le Turgo per salti medi ma con una portata più elevata rispetto alle Pelton, le Kaplan a flusso assiale per salti limitati e portate elevate e infine le Francis per salti medi e portate elevate.

Gli impianti ad acqua fluente, invece, sfruttano l'energia cinetica dell'acqua di un fiume e producono una quantità di energia direttamente proporzionale alla portata del corso d'acqua in cui vengono installati. Proprio per questa caratteristica, tali impianti non sono agilmente regolabili e vengono annoverati tra le fonti energetiche rinnovabili e non programmabili.

Un'ultima tipologia di impianto idroelettrico, è rappresentata dagli impianti di pompaggio: molto simili agli impianti a bacino, essi hanno la peculiarità di avere a disposizione un

bacino su cui riversare le acque turbinate e da cui prelevare le stesse per ripomparle nel bacino a monte.

Questa tipologia d'impianto permette di livellare, quanto più possibile, le richieste di potenza ai gruppi termoelettrici, sfruttando l'ottima capacità delle centrali idroelettriche nel seguire l'andamento del carico variabile del sistema elettrico.

Le centrali idroelettriche sono molto economiche, competitive, non sono inquinanti, non richiedono l'utilizzo di combustibili e sono una fonte di energia rinnovabile. Inoltre, esse sono molto più rapide nelle variazioni della produzione dell'energia e il loro sistema di variazione della produzione è relativamente meno complesso rispetto alle centrali termoelettriche. Per contro richiedono delle costruzioni edile di dimensioni importanti fortemente impattante a livello ambientale.

Le centrali idroelettriche sono distinte, in base alla potenza nominale, in: micro-impianti, con potenza minore di 100 kW, mini-impianti, con potenza compresa tra 100 e 1000 kW, piccoli impianti con potenza tra 1 e 10 MW e infine grandi impianti con potenza maggiore di 10 MW.

2.2.1 Regolazione degli impianti idroelettrici

Poiché le turbine idroelettriche, a fronte di una variazione di carico, sono, per loro stessa natura, molto pronte a rispondere a tale variazione, la loro regolazione assume una particolare importanza nel mantenere la frequenza del sistema costante o quantomeno a uno scartamento minimo dal valore nominale.

Gli organi di regolazione di una centrale idroelettrica sono: le strutture idrauliche di intercettazione della condotta e il distributore della turbina, l'impianto meccanico che agisce sulle strutture idrauliche e l'impianto di misura comprendente anche gli attuatori agenti sull'impianto meccanico.

La frequenza della corrente generata è proporzionale alla velocità del generatore e rimane costante se la coppia generata dalla turbina è uguale a quella richiesta dal generatore sincrono. Pertanto, per mantenere l'equilibrio, l'impianto di regolazione dovrà agire costantemente sugli organi idraulici, operando continue correzioni gestite in modo automatico.

Nella figura successiva viene illustrato il funzionamento di un semplice regolatore di velocità puramente meccanico.

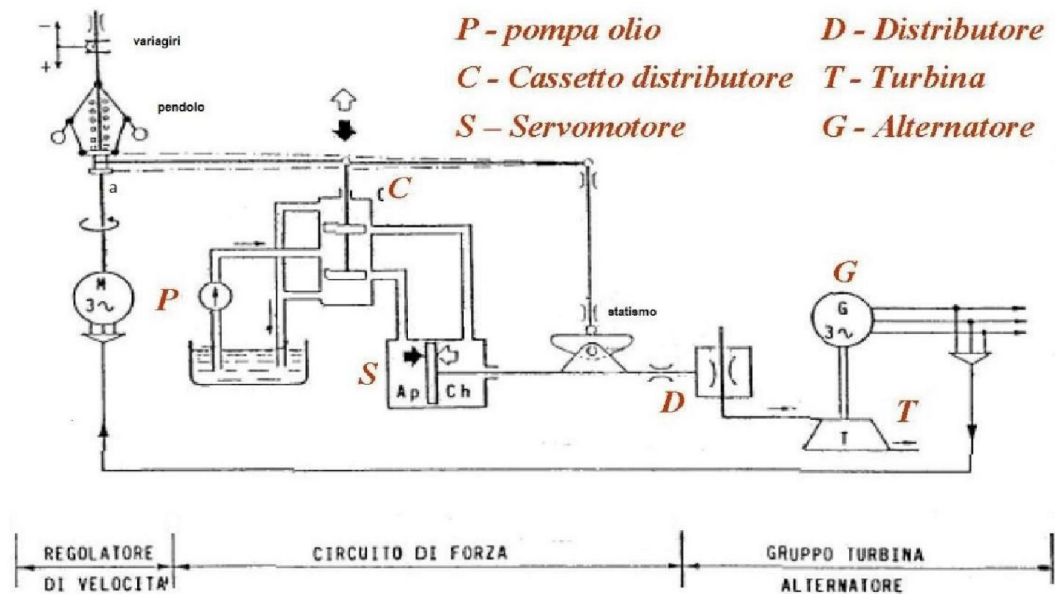


Figura 2.5. schema di principio di un regolatore di velocità meccanico

Il regolatore, oltre a mantenere costante la velocità, deve mantenere gli scarti di velocità entro certi limiti e riportare il gruppo alla velocità di regime in modo aperiodico e con le oscillazioni rapidamente smorzate.

Con riferimento alla figura precedente, si può affermare che all'aumentare/diminuire della velocità di rotazione dell'albero della turbina, le masse, connesse a un pendolo solidale alla stessa, tendono ad allontanarsi/avvicinarsi per effetto della forza centrifuga azionando il leveraggio che pilota l'impianto idraulico di controllo della valvola d'intercettazione.

L'organo sensibile alla velocità di rotazione viene detto tachimetro, al quale, spesso, viene affiancato un accelerometro per consentire maggior prontezza nella regolazione.

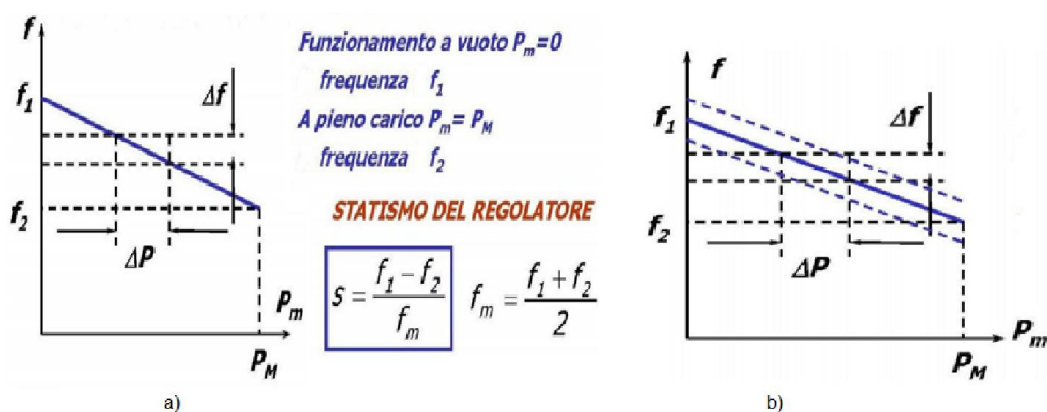


Figura 2.6. a) caratteristica statico di un gruppo di generazione b) effetto di varia giri

Nella figura sopra indicata si vede le caratteristiche frequenza-potenza ottenuta da un sistema di regolazione come quello sopra descritto.

La caratteristica di regolazione può essere spostata parallelamente a se stessa tramite il variagiri del regolatore.

Un sistema di regolazione con $S \neq 0$, si dice statico e si presenta stabile al crescere del grado di statismo.

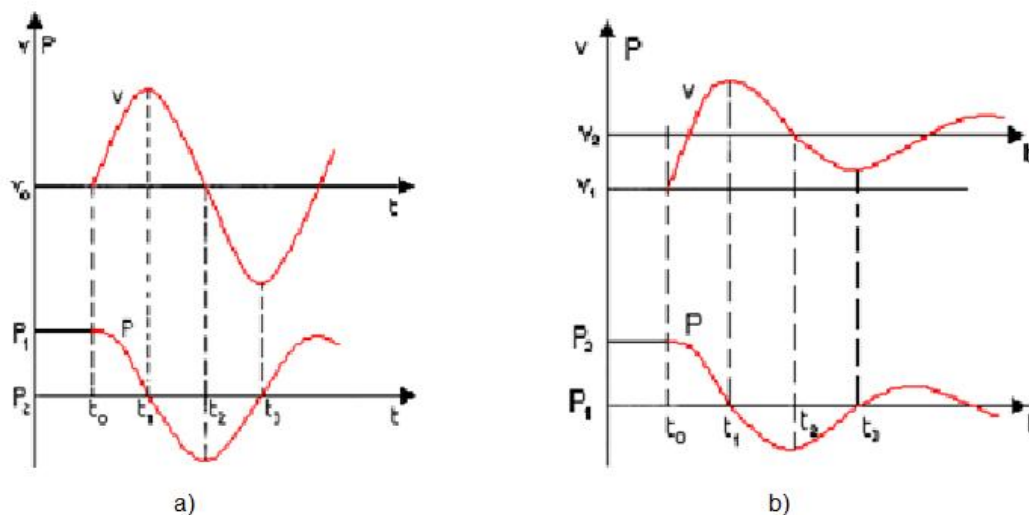


Figura 2.7. a) regolazione isodromica senza dispositivi stabilizzatori b) regolazione statica

Oggi si chiede che le variazioni della frequenza siano molto ristrette, perciò la regolazione deve essere di tipo continuo.

Questa condizione può essere soddisfatta con un regolatore astatico (a statismo nullo) che si può ottenere bloccando il punto C del regolatore fisso. Questo tipo di regolazione viene chiamato isodromica ed è a velocità costante ma non è stabile.

Il cassetto C va in equilibrio solo se (a) occupa, dopo il transitorio, la stessa posizione a una sola velocità; anche se ciò avvenisse, l'inerzia delle masse in moto esaltano fenomeni di surregolazione e amplificano le oscillazioni degradando la stabilità.

Le variazioni di energia cinetica delle masse rotanti, in un regime transitorio, hanno un effetto di compensazione dello squilibrio di potenza e determinano un'azione stabilizzante. Per ottenere la stabilità della regolazione e una frequenza costante, si usa un asservimento elastico in cui, tramite un freno F e una molla M, si rende elastico il collegamento tra A e C oppure si impiega un tachimetro con abbinato un accelerometro.

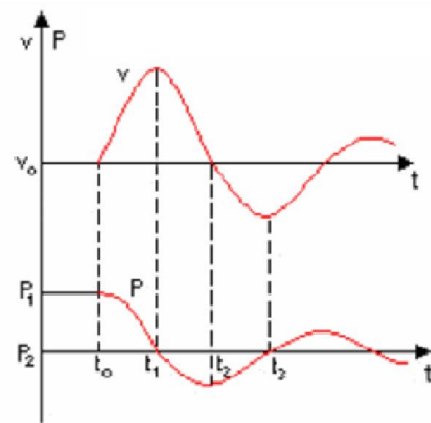


Figura 2.8. regolazione isodromica stabilizzata

Oggi la regolazione degli impianti idroelettrici sono affidate, nella realtà, a regolatori di tipo elettronico con attuatori formati da motori elettrici.

I vari segnali vengono convertiti in segnali elettrici, ma il principio di funzionamento resta comunque lo stesso.

I regolatori elettrici, per l'assenza d'inertza meccanica, sono più rapidi, possiedono una sensibilità più elevata e non presentano limitazioni sul numero di segnali, utili al controllo della turbina, gestibili.

Per esempio, i Pick-up magnetici sono un'efficace sistema aggiuntivo per misurare con precisione la velocità di rotazione; essi convertono una variazione di riluttanza, data dalle asperità, realizzate in materiale ferromagnetico, di una ruota calettata sull'albero della turbina, in un segnale di tensione in uscita da un sensore attivo. La frequenza e ampiezza del segnale sono proporzionali alla velocità periferica, al diametro e numero dei denti della ruota dentata, alla resistenza del carico, alla distanza sensore-dente, al rapporto della dimensione dente-diametro del sensore e al tipo di pick-up utilizzati

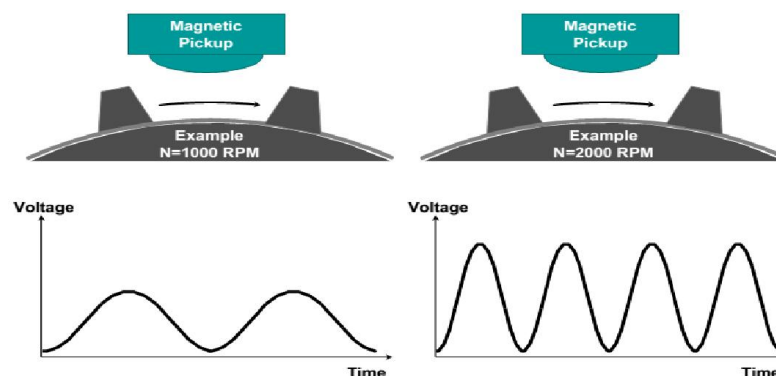


Figura 2.9. pick-up magnetici

2.3 Centrale eolica

L'energia da fonte eolica viene prodotta tramite la conversione dell'energia cinetica, posseduta dal vento, in energia elettrica.

La trasformazione dell'energia eolica è relativamente semplice. Il vento mette in movimento le pale di un aerogeneratore che, a loro volta, mettono in movimento il mozzo a cui sono fissate. Quest'ultimo trasmette l'energia ad un generatore elettrico. L'energia prodotta viene quindi trattata da una serie di dispositivi che la rendono compatibile con la rete elettrica di trasporto.

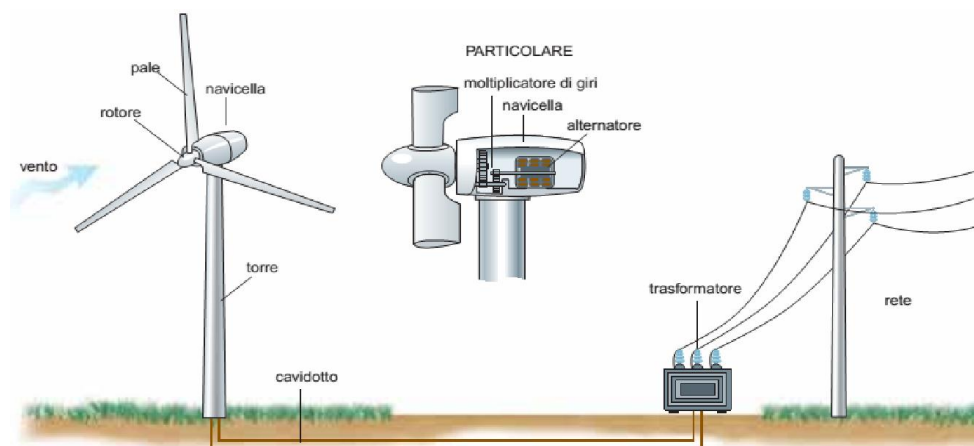


Figura 2.10. Schema esemplificativo di un impianto eolico

Gli aerogeneratori sono composti da:

- Il rotore costituito da una corona circolare sulla quale sono montate le pale. Le macchine possono avere da una a tre pale, solitamente vengono montate tre pale in fibra di vetro che garantiscono un'efficienza maggiore e sono più silenziose.
- Moltiplicatore di giri connesso al rotore delle pale e che trasforma il movimento rotativo lento delle pale in una rotazione più elevata per fare funzionare il generatore.
- Sistema di controllo che assicura le prestazioni migliori e garantisce la sicurezza di funzionamento. Il sistema di controllo è collocato all'interno di una navicella montata sulla sommità della torre di sostegno.
- Torre di sostegno, a forma di pilone tubolare o di traliccio, ancorata al terreno per resistere alle oscillazioni.
- Sistema di misura che serve a configurare la macchina in modo più corretto rispetto alle variazioni e iterazioni del vento. Il sistema di misura è solitamente montato sulla sommità della navicella.
- Sistema di monitoraggio e controllo che serve per garantire un funzionamento corretto

della macchina e per monitorare varie parametri della macchina permettendo una messa in sicurezza più rapida in caso di avaria.

- Il generatore che si utilizza per trasformare l'energia meccanica in quella elettrica.
- Il trasformatore che sarà necessario per aumentare la tensione della potenza prodotta in modo da poter connettere la pala alla rete elettrica nazionale.

Esistono varie tipologie dei generatori:

- Generatori a pale mobili: mantengono costante la produzione dell'energia variando l'inclinazione delle pale al variare dell'intensità del vento. Il rotore deve avere una velocità pari a 300 giri/min perché la frequenza della corrente prodotta sia uguale alla frequenza di rete. Una quantità notevole di potenza viene dissipata nel rotore a causa di velocità variabile del vento.
- Generatori ad asse verticale: sono molto resistenti alle raffiche di vento, sono costruiti con una ridotta quantità di parti mobili e possono sfruttare le varie direzioni del vento senza doversi muovere in continuazione per seguirne la direzione.
- Generatori ad asse orizzontale: sono formati da una torre di 60-100 metri sulla quale è montato un involucro che contiene un sistema di trasformazione dell'energia azionato. Il generatore connesso al rotore, cui sono connesse le pale di circa 20 metri, ha una taglia tipica di 600 kW. La potenza nominale si raggiunge a una velocità del vento compresa tra una velocità massima di 12-14 m/s e una minima di 3-5 m/s. Sotto la velocità minima, il rotore gira a vuoto. Quando la velocità del vento raggiunge la soglia minima si comincia a produrre l'energia elettrica, all'aumentare della velocità si raggiunge progressivamente la potenza di targa che viene mantenuta fino al raggiungimento della velocità massima. Oltre, il generatore, al fine di evitare danni alle componenti, si mette automaticamente in sicurezza.

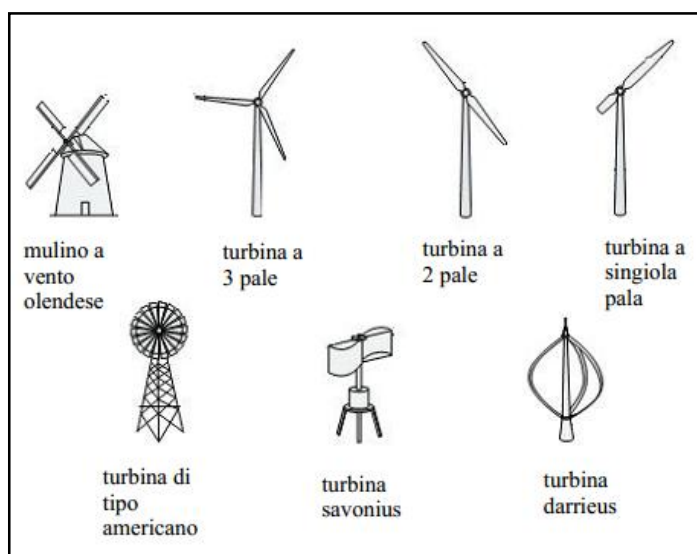


Figura 2.11. tipologie di pale

Per poter produrre la corrente a 50 Hz ci sono due metodi: il primo è con un generatore a 4 poli con una velocità di 1500 giri/min, il secondo con un generatore ruotante a 30 giri/min e con 200 poli.

La maggior parte degli impianti sono dotati di uno inverter che trasforma la corrente continua in corrente alternata a 400V che viene successivamente immessa in rete mediante una cabina di consegna.

Più generatori insieme formano una wind farm che sono delle zone in cui la distanza tra un aerogeneratore e quello adiacente è di 5 o 10 volte il diametro delle pale.

La produzione dell'energia elettrica tramite generatori eolici ha una serie di effetti indesiderati quali: impatto visivo, rumore, occupazione del territorio, interferenze sulle telecomunicazioni, effetti elettromagnetici indesiderati ed effetti su flora e fauna locali. Ciononostante, l'energia prodotta è di tipo rinnovabile.

2.3.1 Sistemi di regolazione delle centrali eoliche

una turbina eolica può essere schematizzata in un modello meccanico semplificato con due masse rotanti, che rappresentano il rotore e il generatore, alle quali sono applicate relativamente la coppia aerodinamica e la coppia elettromagnetica. Al di sopra di velocità nominale del vento, il sistema di regolazione agisce per mantenere la coppia del rotore entro limiti accettabili mentre, al di sopra di velocità nominale, agisce per massimizzare tale coppia.

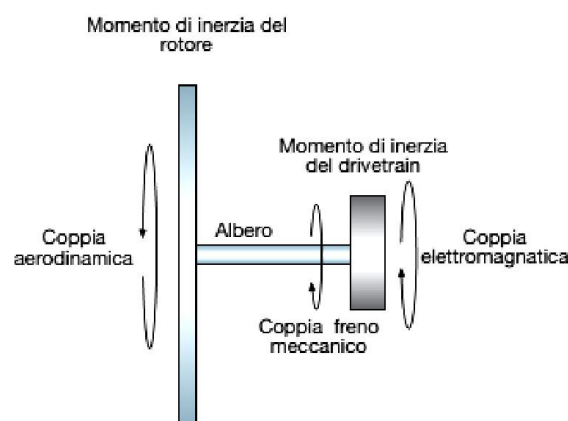


Figura 2.12. modello meccanico semplificato della turbina eolica

Nelle turbine a velocità fissa la coppia del generatore varia in funzione della coppia del rotore e l'unico metodo per controllare la potenza in uscita è variare la coppia del rotore.

Nelle turbine a velocità variabile si può variare la coppia del generatore indipendentemente dalla coppia del rotore.

Per variare la velocità del rotore, si può agire sia sulla coppia del rotore che sulla coppia del generatore. Per variare la coppia del generatore, invece, si deve regolare la fase e frequenza della corrente degli avvolgimenti di generatore mediante un convertitore elettrico di potenza.

2.3.1.1 Controllo della coppia aerodinamica (del rotore)

si può regolare la coppia aerodinamica agendo sulla geometria del rotore regolando l'angolo di Pitch lungo tutta la pala o una porzione della pala. Si può controllare l'angolo di Pitch di ogni pala indipendentemente dalle altre pale oppure tutte le pale assumono lo stesso angolo in modo ciclico. Il controllo individuale fornisce più sistemi di frenatura aerodinamica ma richiede un controllo preciso del calettamento delle pale. Per variare la geometria di una porzione si possono utilizzare dei flaps oppure degli spoilers, variando la resistenza e la portanza delle pale.

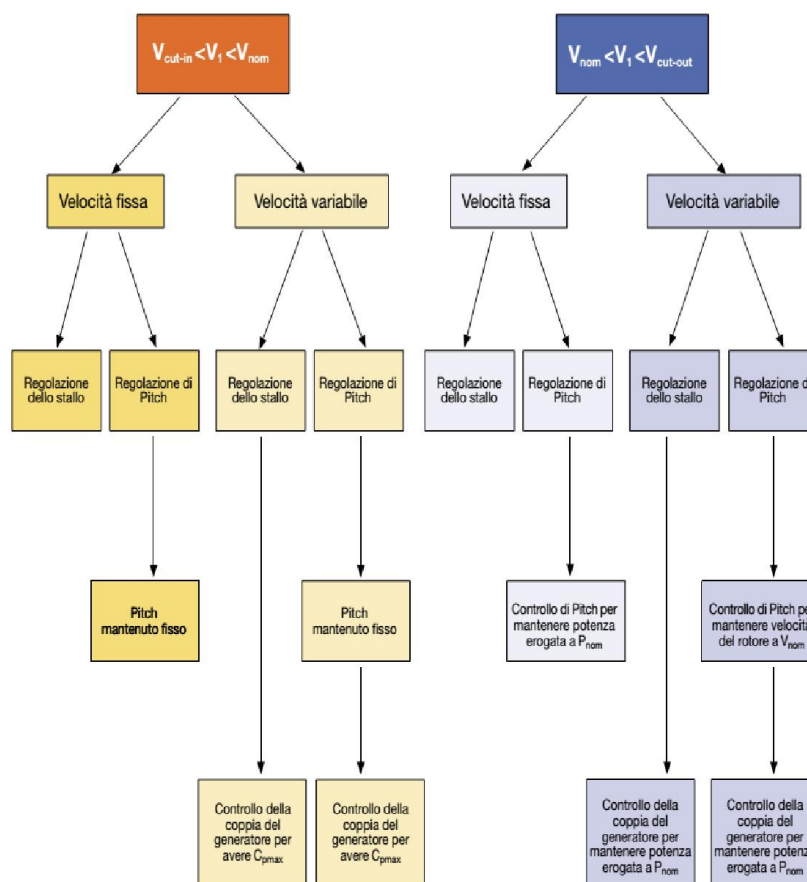


Figura 2.13. strategia di regolazione: quadro sintetico

La figura (2.13) mostra una tipica strategia di controllo in funzione di velocità del vento e varie tipologie di regolazioni. Lo scopo della strategia di controllo, per quando la velocità del vento è minore della velocità nominale, è massimizzare la produzione mentre, per velocità superiori, è limitare la potenza prodotta attorno alla potenza nominale. Inoltre, una delle funzioni principali può essere garantire un funzionamento sicuro e controllare la qualità di potenza immessa in rete.

2.3.1.2 Turbine a velocità di rotazione fissa

In queste tipologie di turbine, la velocità del rotore è fissa indipendentemente dalla velocità del vento ed è determinata dalla frequenza di rete, dal numero di poli del generatore dal rapporto del moltiplicatore di giri. Nelle turbine eoliche sono impiegati i generatori a induzione (generatori sincroni) per la loro robustezza, economicità, semplicità costruttive e di connessione/sconnessione alla rete. Nello statore sono disposti gli avvolgimenti per ogni fase come nella macchina sincrona, mentre il rotore non ha avvolgimenti. In alcuni generatori sono presenti due avvolgimenti statorici, uno per la bassa velocità del vento con numero di poli più elevati e l'altro per la velocità alta del vento con numero di poli inferiori per aumentare la potenza prodotta dalla vena fluida. Nel funzionamento delle macchine a induzione viene dissipata una potenza reattiva che deve essere prelevata dalla rete oppure fornita da un banco di condensatori. Inoltre, le macchine di questo tipo per creare il campo magnetico rotante hanno bisogno di una sorgente esterna a frequenza costante.

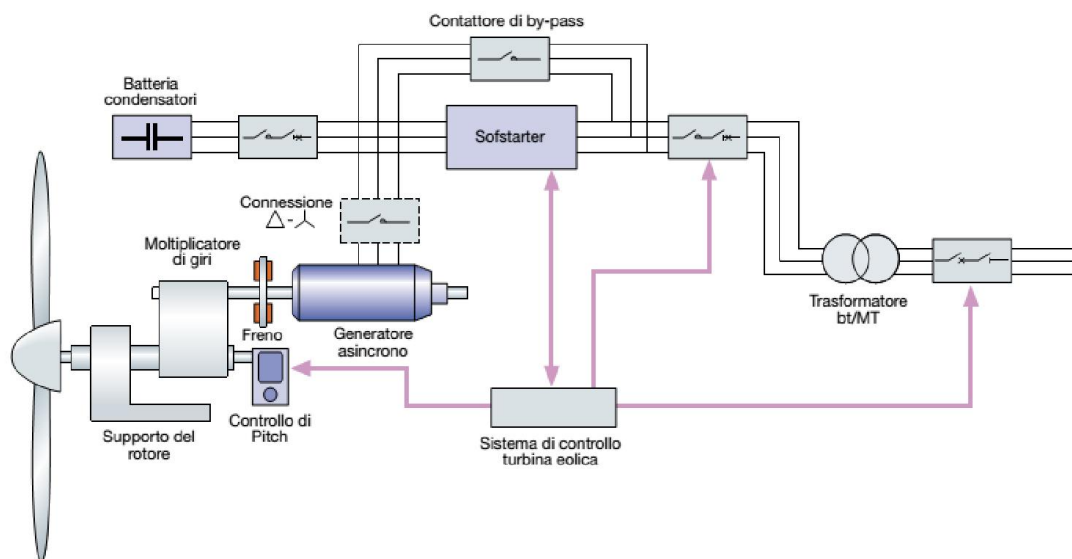


Figura 2.14. controllo in aerogeneratore a velocità variabile

Nel funzionamento, il generatore viene accelerato dal rotore fino alla velocità di sincronismo, poi viene connesso direttamente alla rete oppure è connesso alla rete e viene avviato come motore. Nel primo metodo, la turbina è auto-avviante con il controllo dell'angolo di Pitch. Mentre, nel secondo metodo è utilizzato il controllo passivo di stallo, nel quale la velocità di avviamento del generatore sarà stabilito dal vento. A velocità di sincronismo il rotore viene girato in marcia iper-sincrona a scorrimento negativo con la potenza eolica estratta erogando la potenza attiva alla rete. Poiché è limitato lo scostamento della velocità nominale, l'impiego di tali macchine elettriche determina il funzionamento dell'aerogeneratore a velocità costante. Per ridurre la corrente di avviamento si utilizza un soft-starter.

- **Regolazione passiva dello stallo**

All'aumentare la velocità del vento incidente aumenta l'angolo di attacco delle pale e il flusso d'aria comincia a distaccarsi inizialmente delle superfici esterne delle pale in prossimità del mozzo e successivamente progredisce verso l'estremità delle pale creando un meccanismo di regolazione passiva delle potenze. Questo metodo presenta vari difetti quali; instabilità, vibrazioni previsioni dell'entrata in stallo.

- **Regolazione dell'angolo di Pitch**

All'aumentare eccessivamente la velocità del vento il carico sulle pale si riducono al minimo e l'angolo di Pitch si aumenta fino alla messa in bandiera ma allo scopo di causare lo stallo si può ridurre l'angolo di Pitch. In questo caso l'ampiezza di rotazione delle pale necessaria per mettere in bandiera è superiore a quella per regolare la potenza. Il controllo della potenza diventa più difficile ma la regolazione impiega un tempo minore. Per limitare l'usura del meccanismo di regolazione, al di sotto della potenza nominale, l'angolo di Pitch è mantenuto fisso con riduzione di efficienza ma un aumento di affidabilità del sistema.

2.3.1.3 Turbine a velocità variabile

Le turbine a velocità variabile sono progettate in modo da raggiungere l'efficienza massima su un intervallo ampio di velocità del vento. Con il funzionamento a velocità variabile si mantiene costante il TSR (Tip Speed Ratio) al valore ottimale adattando continuamente la velocità di rotazione delle pale alla velocità del vento. Le variazioni di velocità del vento vengono assorbite dalle variazioni di velocità del rotore ma la coppia elettromagnetica resta costante. I generatori sono connessi alla rete attraverso un convertitore di potenza che controlla la velocità del rotore. Tale sistema ha molti vantaggi, quali, l'aumento della potenza estratta dal vento, riduzione del rumore nella velocità bassa, qualità migliore della

potenza e infine, diminuzione degli stress meccanici. Tuttavia, hanno lo svantaggio di avere costi e perdite maggiori per la presenza del convertitore. Le turbine a velocità variabili non sfruttano la regolazione passiva dello stallo per la bassa efficienza.

- **Regolazione dell'angolo di Pitch nelle turbine a velocità variabile**

Per le velocità modeste, le turbine funzionano all'angolo di Pitch costante e velocità di rotore variabile tramite il controllo della coppia. Quando si raggiunge la potenza del progetto si stabilizza il controllo combinato sull'angolo di Pitch e sui coppi. Per controllare sia la velocità del rotore sia la potenza di uscita.

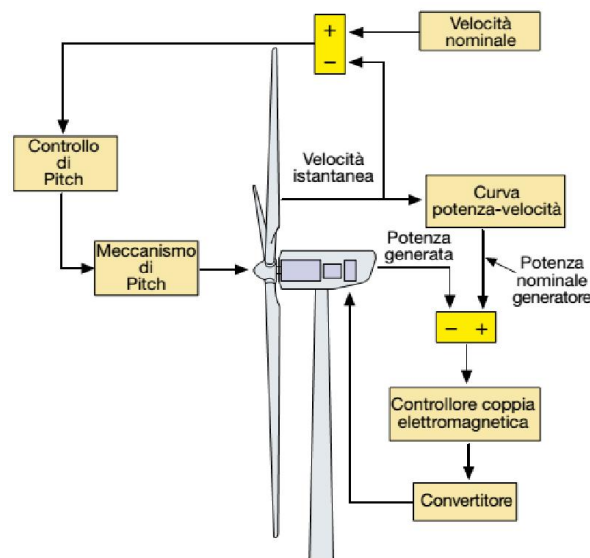


Figura 2.15. regolazione dell'angolo di Pitch

La figura di sopra dimostra lo schema logico di controllo in cui la velocità del rotore è confrontata con la velocità nominale e con la curva di velocità-potenza alla coppia massima. Per la tensione maggiore della tensione nominale si attua il controllo di Pitch per ridurre la velocità. Per raggiungere la potenza desiderata oppure limitarla alla potenza nominale si agisce sul convertitore. Ci sono varie soluzioni, di natura elettrica o meccanica, per il funzionamento del rotore a velocità variabile mantenendo costante la frequenza. Le soluzioni più utilizzate sono:

- Generatore asincrono a rotore avvolto con resistore variabile esterno in serie all'avvolgimento di rotore; con inserimento del resistore si può ottenere una variazione della velocità al di sopra di velocità di sincronismo (0-10%) e della coppia elettromagnetica del generatore. In questo modo si va a funzionare nel punto di TSR ottimale in funzione del vento. In tal caso si ha un aumento della perdita nel resistore. Alla velocità elevata del vento, per mantenere costante la corrente nel rotore e la

potenza erogata circa uguale alla potenza nominale, si può aumentare la resistenza complessiva del rotore. L'incremento dell'energia meccanica erogata dal rotore si dissipa in calore del resistore esterno.

- Generatore asincrono a rotore avvolto con un convertitore interposto tra rete e rotore; la potenza dissipata aggiuntiva nel resistore può essere immesso in rete con un raddrizzatore che converte la potenza in eccesso da AC in DC e poi la riconverte in AC alla frequenza nominale di rete tramite un invert. La tensione del rotore è fornita dal convertitore, mentre quella di statore dalla rete. La potenza erogata dallo statore si immette in rete, invece il rotore eroga la potenza nel funzionamento da generatore e assorbe nel funzionamento da motore. Si fornisce $1/3$ della potenza nominale alla rete tramite rotore e convertitore e altri $2/3$ tramite lo statore. Si può controllare la produzione della potenza reattiva con la regolazione della tensione. Si può ottenere una variazione della velocità pari a 30% al di sotto e al di sopra della velocità di sincronismo.
- Generatore asincrono con un convertitore interposto tra la rete e statore; il funzionamento è uguale alla configurazione precedente, tranne il convertitore che dovrà gestire la potenza totale. La potenza reattiva per il funzionamento del generatore può essere fornita dal convertitore.
- Generatore sincrono e convertitore; nelle turbine eoliche può essere utilizzata un generatore sincrono a gabbia di scoiattolo connesso alla rete tramite un convertitore. Il campo magnetico del rotore è generato da una corrente DC fornita dal dinamo coassiale o dallo statore stesso con un ponte a diodi. Il movimento del campo magnetico del rotore induce una tensione AC nello statore con valore efficace proporzionale alla velocità di rotazione e al flusso magnetico del rotore. Con la circolazione della corrente tra carico e generatore, si genera campo magnetico rotante nel traferro in sincronismo con il campo induttore. Se l'angolo tra due campi magnetici $\delta = 0$ allora $P = 0$ se invece $\delta > 0$ si ha l'immissione della potenza attiva in rete. Se si mantiene l'angolo δ fisso, la potenza erogata cresce con la velocità di rotazione e frequenza della tensione indotta. Invece, con la potenza costante, al variare la velocità, varia la corrente erogata come si vede nel grafico.

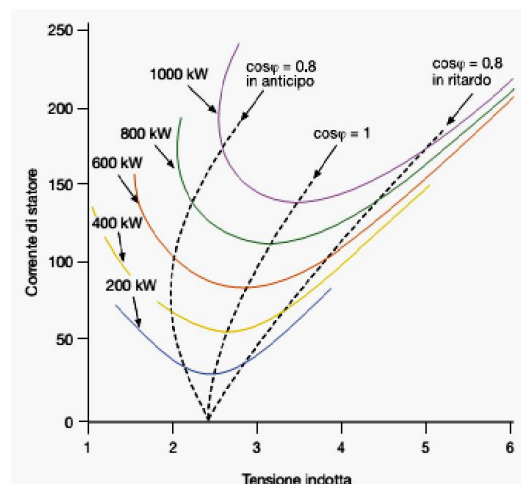


Figura 2.16 caratteristica V-I del generatore sincrono e convertitore

L'alternatore produce la potenza reattiva se $U_{\text{indotta}} > U_{\text{rete}}$ mentre, assorbe la potenza reattiva se $U_{\text{rete}} > U_{\text{indotta}}$. Spesso si impiegano alternatori a magneti permanenti integrati nel rotore della turbina eolica per produrre il campo magnetico indotto. La gestione della potenza attiva avviene tramite un convertitore a due stadi. Nel primo stadio un raddrizzatore converte la V_{AC} e I_{AC} con frequenza variabile in V_{DC} e I_{DC} e nel secondo stadio si riconverte la V_{DC} e I_{DC} in alternata a frequenza di rete con un inverter. Per regolare il valore efficace della tensione nei generatori ad eccitazione separata si agisce sulla corrente di eccitazione stessa, mentre nei generatori a magneti permanenti si agisce o tramite regolazione PWM nell'inverter o tramite tiristori nel raddrizzatore.

2.4 Centrale solare

Le centrali che utilizzano l'energia solare per produrre l'energia elettrica sono di due tipologie diverse:

2.4.1 centrale fotovoltaica

Con un impianto fotovoltaico si ha la trasformazione dell'energia derivata dal sole in quella elettrica senza utilizzo di combustibili e senza emissione inquinante. Inoltre si può generare l'energia nella vicinanza del luogo di consumo finale in modo più affidabile ed economico. Tuttavia la produzione dell'energia elettrica con gli impianti fotovoltaici non è privo di problemi. Oltre ad avere un rendimento basso, producono l'energia in modo discontinuo e il costo iniziale della realizzazione dell'impianto è alto. La quantità

dell'energia prodotta dipende essenzialmente dalla radiazione solare, ombreggiamento, l'orientamento dei pannelli e prestazioni di inverter e celle fotovoltaiche.

- **generatore fotovoltaico**

L'elemento fondamentale del generatore, dove avviene la conversione della radiazione solare in energia elettrica è la cella fotovoltaica. La cella è costituita da un semiconduttore, solitamente tetravalente, per esempio silicio. Drogando il silicio con atomi pentavalenti e trivalenti si va a creare due regioni rispettivamente con mancanza ed eccesso di cariche negative. Mettendo a contatto le due zone a drogaggio diverso si ottiene la giunzione P-N dove si avrà un accumulo di elettroni nella regione P e un accumulo di lacune nella regione N. quindi si crea un campo elettrico interno, il quale, si oppone ad ulteriori diffusione delle cariche una volta raggiunto l'equilibrio. Applicando una tensione esterna, la giunzione permette il passaggio della corrente. Tale fenomeno si effettua per l'effetto fotovoltaico quando la cella è esposta alla luce solare.

- **Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche**

come si vede nella figura seguente, una cella fotovoltaica può essere rappresentata da un circuito equivalente con una resistenza in serie e una conduttanza di dispersione e con la corrente che è pari a; $I = [I_g - I_d - I_i]$.

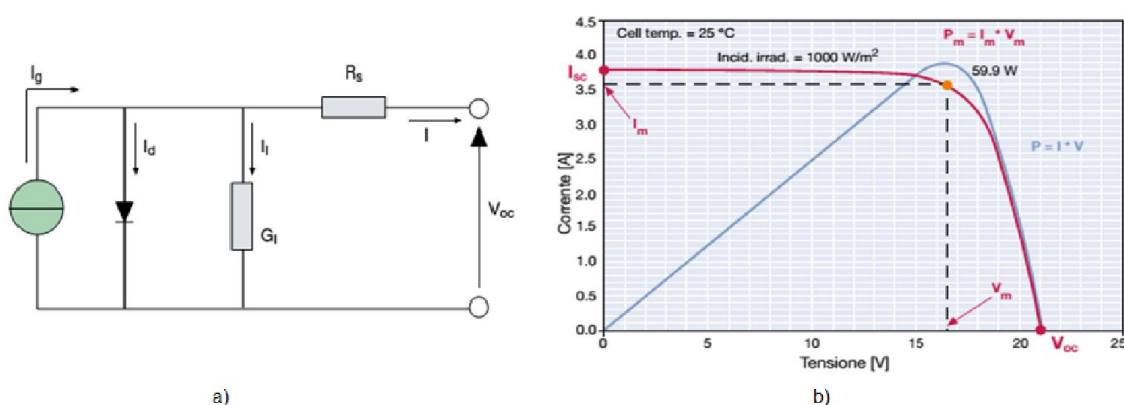


Figura 2.17. a) circuito equivalente di cella fotovoltaica b) caratteristica V-I di un modulo fotovoltaico

La figura b) mostra la caratteristica di corrente-tensione di una cella fotovoltaica in cui I_{sc} è la corrente generata nel cortocircuito mentre V_{oc} è la tensione a circuito aperto. La potenza si aumenta all'aumentare della tensione fino alla potenza massima P_m . Oltre ai parametri importanti definiti nella curva del grafico 2.18 c'è un altro parametro che definisce la forma

della curva indicando la qualità globale della cella fotovoltaica. Tale parametro si chiama Fill Factor o fattore di riempimento FF con valori tipici compresi tra 0,7 e 0,85. il fattore di riempimento è il rapporto tra il prodotto di ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) e la ($U_m \cdot I_m$).

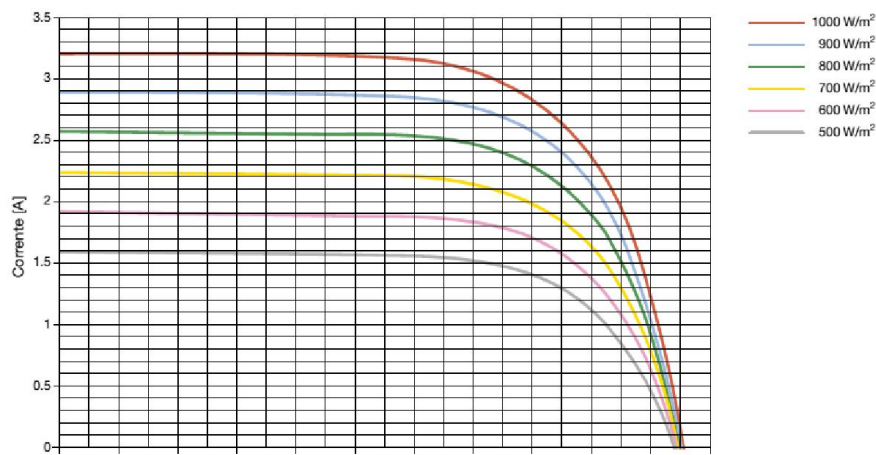


Figura 2.18. caratteristica V-I di cella fotovoltaica in funzione dell'irraggiamento

Nel progetto bisogna considerare l'influenza dell'irraggiamento solare e della temperatura sulla caratteristica V-I come si vede nel grafico. I_{sc} aumenta all'aumentare l'irraggiamento solare. Invece all'aumentare la temperatura si diminuisce la tensione V_{oc} e fattore di riempimento.

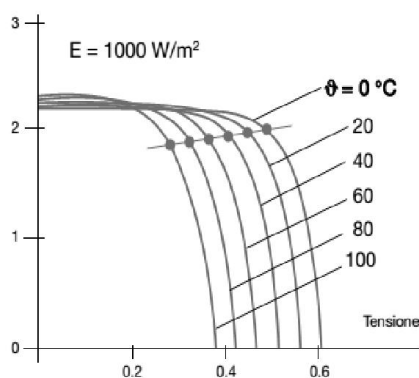


Figura 2.19. caratteristica V-I di cella fotovoltaica in funzione della temperatura

Collegando più celle in serie si ottiene una tensione totale che è la somma delle tensioni di ogni cella. Invece, se si collega le celle in parallelo si ottiene una corrente totale che è la somma delle diverse correnti come si vede nella fig. Una cella fotovoltaica nelle condizioni standard di funzionamento con irraggiamento di 1000 W/m^2 e la temperatura di 25°C fornisce una tensione di $0,5 \text{ V}$ e una corrente di 3 A .

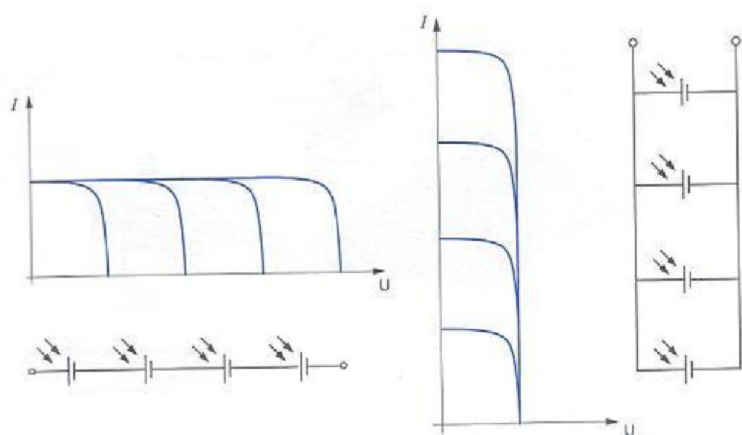


Figura 2.20. connessione in serie/parallelo delle celle fotovoltaiche

2.4.1.1 sistema di regolazione degli impianti fotovoltaici

Il controllo della potenza prodotta da un impianto fotovoltaico è affidato a un inverter che trasforma la corrente continua in alternata controllando le qualità della potenza in uscita.

La figura seguente mostra lo schema di un inverter monofase con un filtro L-C interno. Gli inverter più semplici fornirebbero un'onda quadra in uscita. Si utilizzano la tecnica di modulazione della larghezza d'impulso, PWM, per avere la forma d'onda in uscita il più possibile simile alla onda sinusoidale. In questo modo si ottiene una regolazione della frequenza e valore efficace della forma d'onda in uscita.

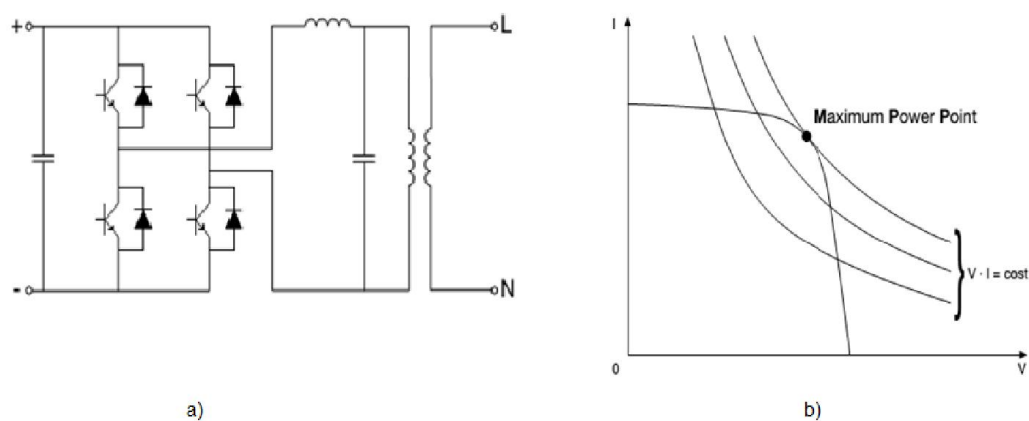


Figura 2.21. a) schema di principio di un inverter monofase b) punto di massima potenza del generatore fotovoltaico

La potenza fornita da un impianto fotovoltaico dipende dal punto di funzionamento. Si deve adeguare il carico per ottimizzare l'energia prodotta. Ciò avviene se il punto di potenza fornita massima coincide con il punto di funzionamento. A tale scopo si utilizza un

convertitore controllato (Chopper) nell'inverter che insegue il punto di massima potenza che si chiama Maximum Power Point Tracking ovvero, MPPT. Tale dispositivo individua i punti di massima potenza sulla curva V-I del generatore. I punti di trasferimento di potenza coincidono al punto di tangente tra l'iperbole $V \cdot I = \text{costante}$ e la caratteristica V-I del generatore.

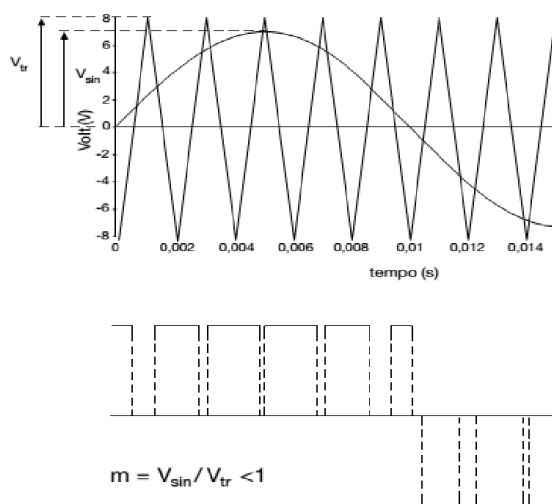


Figura 2.22. principio di funzionamento della tecnica PWM

Inoltre, gli inverter devono ottimizzare l'energia prodotta e riprodurre la tensione della rete negli impianti che sono connessi alla rete. Invece negli impianti in isola, devono fornire una tensione alternata il più possibile costante sia al variare l'energia fornita dai pannelli sia al variare la richiesta del carico. La rete elettrica nazionale, per non avere instabilità nella rete, può accettare una parte dell'energia prodotta che dipende dal grado di interconnessione con altre reti e la configurazione della rete stessa. L'energia prodotta restante può essere accumulata ed immessa nelle ore in cui l'impianto fotovoltaico non è in produzione. Tale energia può essere accumulata nelle batterie o nell'idrogeno per un tempo sufficientemente lungo per essere fornita alla rete in modo più continuo e stabile nel tempo. Ciò permette di migliorare gli inconvenienti dovuti alla generazione centralizzata.

2.4.2 Centrale solare termodinamica

Un impianto solare termodinamico sfrutta l'energia termica della radiazione diretta solare per produrre l'energia elettrica tramite un ciclo termodinamico con turbina a vapore come le centrali termoelettriche convenzionali. Ci sono tre tipologie di realizzazione degli impianti a concentrazione solare che sono; a torre, a pannelli parabolici lineari e a pannelli

parabolici puntuali. Il principio di funzionamento degli impianti a concentrazione è uguale. Perciò, ci limitiamo ad analizzare uno dei casi più diffusi, per esempio, l'impianto a concentrazione a collettori parabolici lineari. I raggi solari vanno focalizzati da un concentratore riflettente, che segue il sole, su un tubo ricevitore che è posizionato nella sua linea focale. Il tubo ricevitore contiene un fluido termo-vettore che può raggiungere temperature tra 400° e 500° .

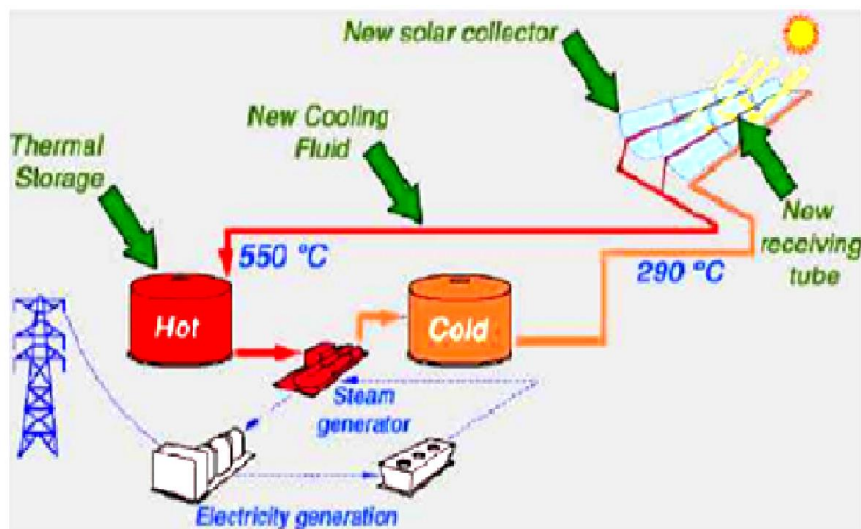


Figura 2.23. schema esemplificativo del centrale solare termodinamico

Il materiale impiegato nel tubo può essere olio minerale o sintetico, acqua pressurizzata, gas, aria e sali fusi. Per avere una distribuzione continua si può accumulare l'energia termica in appositi serbatoi per poi utilizzarla nelle ore notturne oppure in mancanza di luce solare diretta. L'impianto solare termodinamico potrebbe essere inserito in un ciclo combinato con una centrale convenzionale a combustibile. Il vapore della centrale solare ha una pressione molto più bassa rispetto a quello impiegato in un centrale termoelettrica convenzionale. Le centrali solari, se sono costruiti in vicinanza al oceano, possono essere utilizzati nella produzione dell'acqua dolce dal mare. Il sistema di regolazione della frequenza e tensione di tali centrali è del tutto simile a quello delle centrali convenzionali.

Capitolo 3

Regolazione di tensione e frequenza

La caduta di tensione lungo le linee di trasmissione e distribuzione è dovuta sostanzialmente alle variazioni della potenze attive e reattive, le variazioni sono dovute sia ai carichi che ai componenti della rete. Tuttavia le cadute di tensione devono essere sostenute entro certi limiti prestabiliti. Dato che l'ampiezza della tensione è legata fortemente al flusso di potenza reattiva assorbita dagli utenti e gli elementi della linea, si deve variare la potenza reattiva per poter effettuare regolazioni adeguate della tensione.

3.1 Regolazione della V e Q.

Considerando un caso semplice di una linea trifase attiva ed equilibrata per approfondire la relazione tra la potenza reattiva e la tensione. Presentiamo la rete con il modello equivalente monofase semplificato con parametri costanti (eccitazione delle macchine sincrone, tipologia dei carichi).

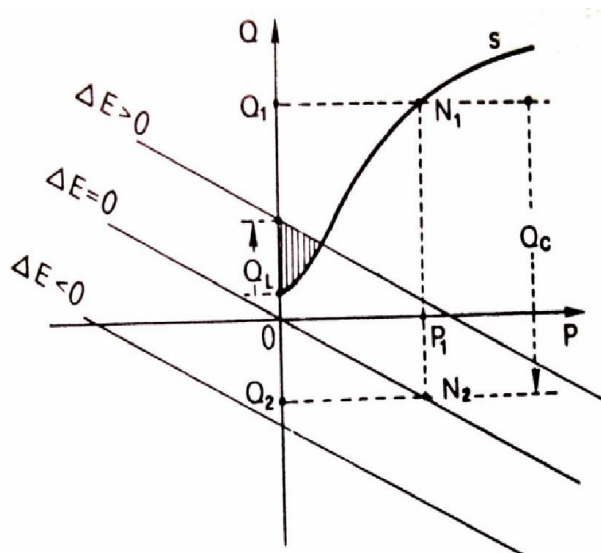


Figura 3.1. caratteristica V-Q del carico

Naturalmente $\Delta E/E_v < 0,1$ e l'indice della caduta di tensione M è crescente con E_v fino a: $\Delta E \leq E_v/2$. Ipotizzando che l'ampiezza di E_1 sia costante al variare il carico, la M è

l'equazione di una retta nel piano di potenza attiva e reattiva, che taglia l'asse dell'ordinata nel punto M/X.

Considerando, come maggior parte dei casi reali, la S come caratteristica del carico induttivo si osserva che, variando la potenza reattiva, si può variare la potenza complessiva lungo la M. ad esempio se $M = 0$ avendo $N_1 = P_1 + jQ_1$ si può compensare la potenza reattiva e raggiungere $N_2 = P_2 + jQ_2$. In corrispondenza ai bassi valori di carichi, la potenza di compensazione deve essere induttiva come si vede nel grafico.

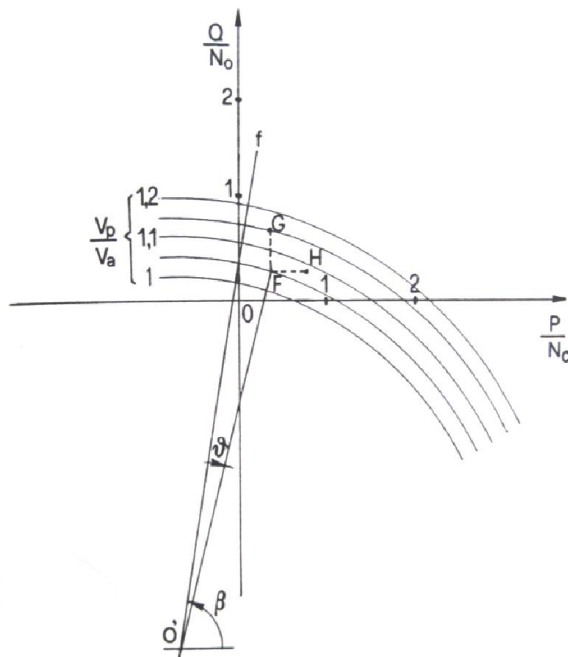


Figura 3.2. caratteristica della potenza attiva e reattiva del carico

Naturalmente, nelle reti più complessi ogni intervento sulla tensione del nodo considerato avrà una influenza favorevole o sfavorevole sulla tensione di altri nodi della rete. Si verifica il comportamento di una linea di trasmissione, studiando la caduta di tensione della linea utilizzando i diagrammi circolari della potenza in arrivo. Considerando i diagrammi adimensionali della potenza si osservi che con la composizione della potenza ai morsetti di arrivo la caduta della tensione di della linea sarà costante o nulla a seconda che la potenza in arrivo sia sulla circonferenza $V_p/V_a = \text{costante}$ o $V_p = V_a$. Si nota che con l'incremento della potenza reattiva dal punto F al punto G si avrà una caduta di tensione maggiore rispetto all'incremento della potenza attiva dal punto F al punto H, inoltre, le variazioni della potenza reattiva portano ad una differenza dell'ampiezza fra la tensione di arrivo e di partenza, invece, le variazioni della potenza attiva, comporta principalmente una variazione dell'angolo ϑ tra le tensioni di arrivo e di partenza.

Le componenti della rete reale (trasformatore, generatore, linea) sono principalmente induttivi, possono essere presentati, con qualche semplificazione, con una reattanza induttiva. Perciò analizziamo il comportamento di una rete puramente induttiva, considerando la potenza attiva e reattiva in arrivo per unità. In questo caso è più evidente il legame tra la potenza reattiva e l'ampiezza della tensione e la potenza attiva e la fase tra le tensioni.

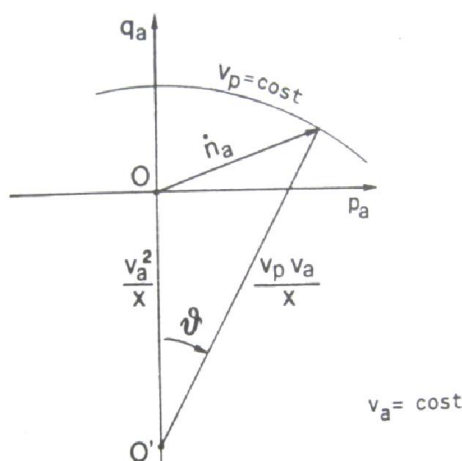


Figura 3.3. triangolo di potenze

3.1.1 Provvedimenti per la regolazione della tensione

La trasmissione di una potenza reattiva elevata sulle reti di trasmissione e distribuzione, specialmente su grandi distanze, porta a una caduta di tensione nei vari nodi della rete. La soluzione sarebbe di trasmettere la potenza attiva e iniettare la potenza reattiva vicino al punto della richiesta. Di conseguenza i generatori distanti dagli utenti vengono usati soprattutto per la produzione della potenza attiva.

Per l'immissione della potenza attiva vengono usati generalmente due metodi; il primo è usare una macchina sincrona che fornisce una elevata potenza induttiva sia capacitiva sia induttiva con regolazione della compensazione migliore. Questo tipo di compensazione viene usato di meno a causa di elevati costi di realizzazione ed esercizio.

In questo metodo di compensazione della potenza reattiva viene collegata in parallelo alla rete una macchina sincrona che fornisce la potenza reattiva capacitiva o induttiva in base all'eccitazione, assorbendo una potenza attiva molto bassa dalla rete.

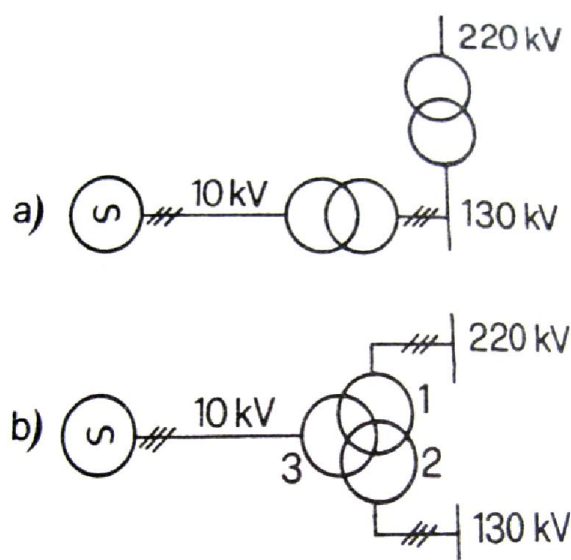


Figura 3.4. trasformatore a) a due avvolgimenti e b) a tre avvolgimenti

Come si vede nel grafico, il compensatore sincrono viene allacciato alla rete tramite un trasformatore a due avvolgimenti oppure tramite un trasformatore a tre avvolgimenti. Questi compensatori generalmente hanno una tensione di funzionamento da 6 a 15 kV.

Come si vede nella figura 3.4 a), quando la tensione indotta del flusso di eccitazione (e) è maggiore della tensione di rete, trascurando l'impedenza di cortocircuito del trasformatore (compensatore sincrono saturo) la potenza reattiva immessa in rete è positiva e invece quando la Q è negativa. Vale a dire che il compensatore sincrono sopraeccitato eroga una potenza reattiva capacitiva e viceversa, quando è sottoeccitato eroga una potenza reattiva induttiva.

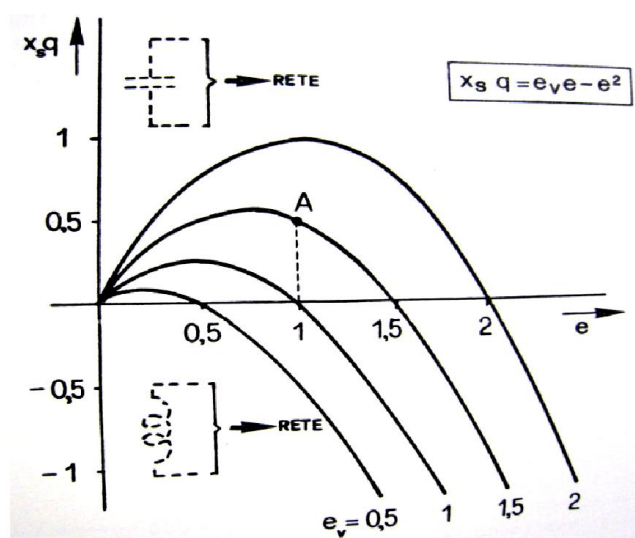


Figura 3.5. caratteristiche e-q del carico

Ipotizzando che l'impedenza a vuoto delle tre avvolgimenti, sia infinita e considerando il modello monofase del trasformatore alla sequenza diretta con $N_1 = N_2 > N_3$.

Se si prende in considerazione un trasformatore a tre avvolgimenti a stella come si vede nella figura seguente Z_2 avrà valori molto bassi e in questo caso si avrà un flusso di potenza reattiva di compensazione verso la rete 2.

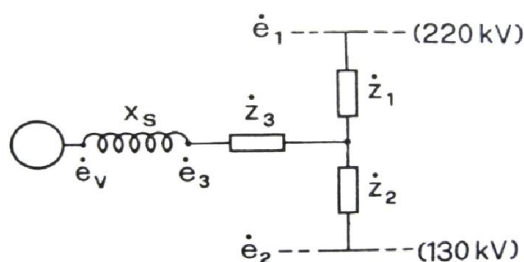


Figura 3.6. schema esemplificativa del trasformatore a tre avvolgimenti

Il secondo metodo utilizzato per la compensazione della potenza reattiva consiste nell'inserzione dei banchi di condensatori in parallelo alla rete. L'inserzione e disinserzione dei condensatori non è privo di problemi. Tuttavia, essi hanno una potenza reattiva di compensazione limitata, inoltre, l'inserzione dei condensatori porta a una sovratensione e una variazione della pulsazione e di conseguenza un assorbimento della corrente di transitorio con valori elevati. Si avrebbe le sovracorrenti transitorie maggiori e ulteriori variazioni della pulsazione, se si volesse inserire un secondo condensatore sulla stessa rete in un secondo tempo.

La potenza di un condensatore è proporzionale al quadrato della tensione ($Q_c = 3E^2 \cdot w \cdot c$), perciò diminuisce all'abbassare la tensione, esattamente nel momento in cui deve immettere una potenza reattiva di compensazione maggiore. I banchi di condensatori sono diffusi, per la loro convenienza economica, nelle reti di MT/AT soprattutto per gli impianti di piccola/ media potenza. I variatori sotto carico dei trasformatori consentono la ripartizione della potenza reattiva nelle reti magliate ma non compensano la potenza reattiva da soli.

La regolazione della tensione si divide in due tipologie. La regolazione primaria con le costanti di tempo minore di 10 secondi con gli interventi locali sui diversi nodi della rete, utilizzando; generatori compensatori, compensatori statici e variatori sotto carico. La regolazione secondaria con le costanti di tempo dell'ordine di $50 \div 100$ secondi ed è caratterizzato dal controllo automatico della potenza erogata attiva e reattiva tramite i generatori della rete stessa.

3.2 Regolazione della frequenza.

Un fattore importante nella qualità del servizio elettrico è la frequenza di una rete con vari generatori e utenti, la quale, è legata alla potenza attiva in gioco e tende a variare quando la potenza attiva richiesta è diverso dalla potenza motrice prodotta. Per esempio, una diminuzione istantanea della potenza assorbita, compreso le perdite, provoca un aumento della frequenza finché non saranno bilanciati le potenze erogate e quelle richieste. Oppure un abbassamento della frequenza può essere provocato dall'improvvisa fuori servizio di una centrale della produzione.

La variazione di frequenza è estremamente legata alla velocità del generatore eppure la potenza erogata varia in funzione della velocità. Tralasciando l'importanza della variazione della frequenza per gli utenti, una diminuzione della frequenza oltre a 48 Hz può provocare danni ai centrali termoelettrici con un contemporaneo incremento della tensione e fuori servizio della centrale stessa. Normalmente la frequenza con adeguati sistemi della regolazione viene mantenuto a 50 Hz con scarti di $\pm 0,05$ Hz.

Per studiare gli effetti della regolazione della velocità e frequenza prendiamo in considerazione un esempio di un regolatore di velocità di un gruppo idroelettrico.

3.2.1 Regolatore di watt

La figura (3.7) rappresenta un sistema con; la turbina T, l'alternatore G, utenze U, un regolatore di velocità con le grandezze d'ingresso f e b e il comando di apertura del dispositivo D' per controllare la potenza immessa P_i .

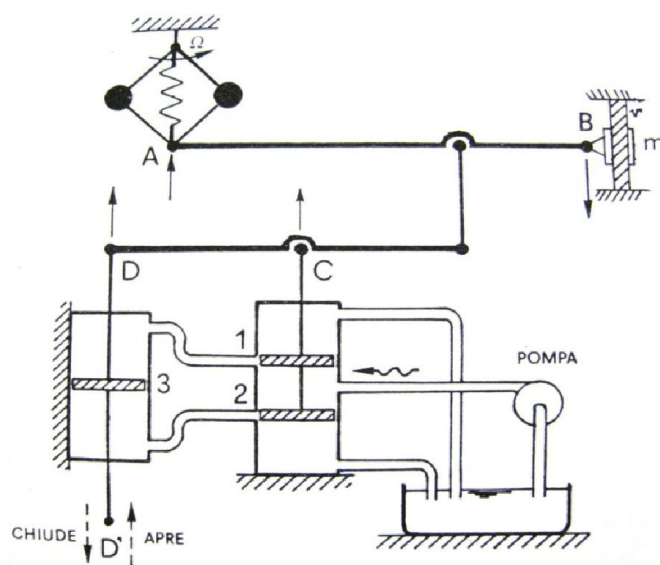


Figura 3.7. regolatore di watt

Ipotizzando che punto B nella figura otto sia fisso. Un aumento della velocità $\Delta\Omega$, causa una variazione ΔC e ΔA entrambi positivi rispettivamente del punto A e C. di conseguenza con l'apertura delle luci 1 e 2, l'olio sotto pressione passa alla parte superiore del cilindro 3 e provoca l'apertura del distributore della turbina riducendo la potenza immessa.

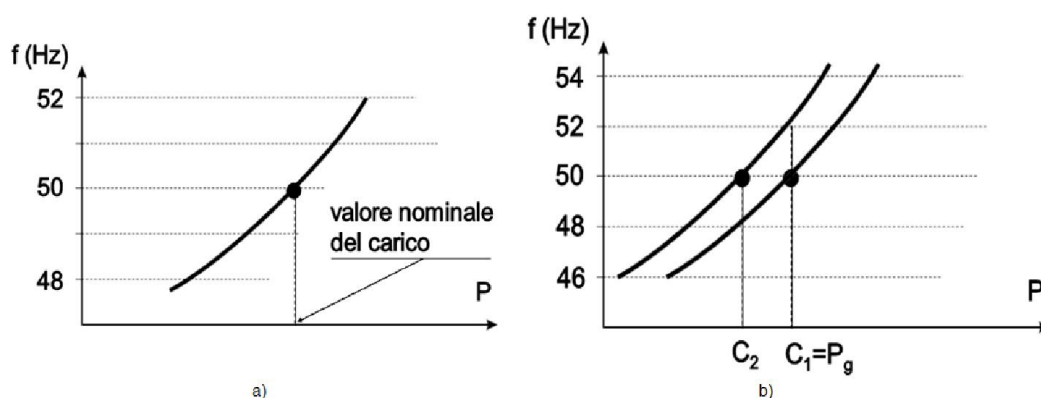


Figura 3.8. a) caratteristica f-P di un carico b) variazione di carico senza regolazione della frequenza

La variazione della frequenza può essere lenta o rapida. La variazione rapida di solito è dovuta ai guasti che potrebbero provocare la perdita di passo del generatore la regolazione di frequenza ha bisogno di tempo perciò non interviene in questo caso.

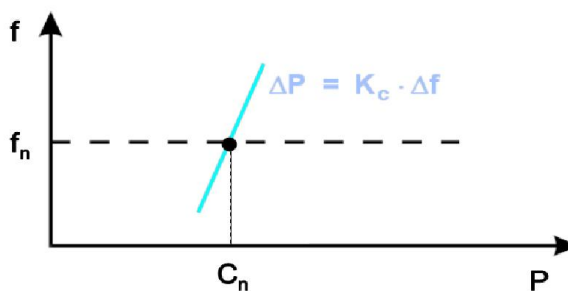


Figura 3.9. caratteristica f-P semplificata di un carico

Nella variazione lenta della potenza invece ci sarà l'intervento del regolatore di frequenza. Considerando che l'ampiezza della tensione fosse costante, riportiamo la caratteristica di potenza e frequenza di un carico generico con una sbarra alla quale sono connessi vari generatori e varie utenze. Ipotizzando che il sistema sia privo di regolatore di frequenza, se per esempio si aumenta la frequenza, si aumenta la velocità della macchina e di conseguenza viene aumentata la potenza attiva come si vede nella figura 9. Tale sistema è autoregolante ma con variazione di frequenza, generalmente elevata. K_c della figura ha la

dimensione di un'energia e viene chiamato energia regolante del carico $K_c = \Delta P / \Delta f$ che definisce la caratteristica potenza frequenza del carico.

3.2.2 regolazione primaria.

Il regolatore primario di frequenza che viene utilizzato per un generatore che non è in comunicazione con altri regolatori e deve alzare e abbassare la potenza attiva dell'asse del generatore quando diminuisce o aumenta la velocità del generatore.

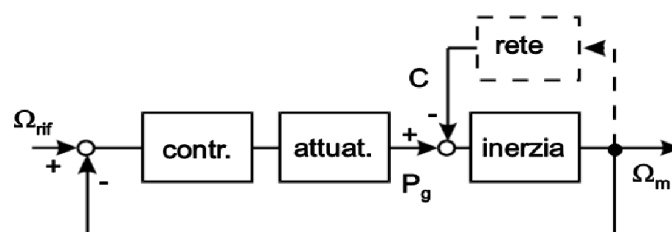


Figura 3.10. struttura del regolatore di frequenza

Per analizzare in maniera più precisa prendiamo in considerazione lo schema del sistema di regolazione descritto con una variazione di potenza rispetto a un punto di funzionamento. Si ha una variazione di potenza Δp_g e una variazione di carico ΔC , viene applicata la differenza di Δp_g e ΔC al rotore della macchina e viene integrato in termini di Laplace trasformata ottenendo una variazione di frequenza Δf che attraverso la rete dà la variazione di carico.

Δf viene riportato in ingresso al regolatore, dove c'è $c(s)$ che rappresenta la funzione di trasferimento dell'attuatore e regolatore. In condizione di regime, tenendo $\Delta f_{rif} = 0$, si ha $\Delta p_g = -C(0) \cdot \Delta f$ con s pari a zero. In questo caso anche Δp_g deve essere pari al ΔC .

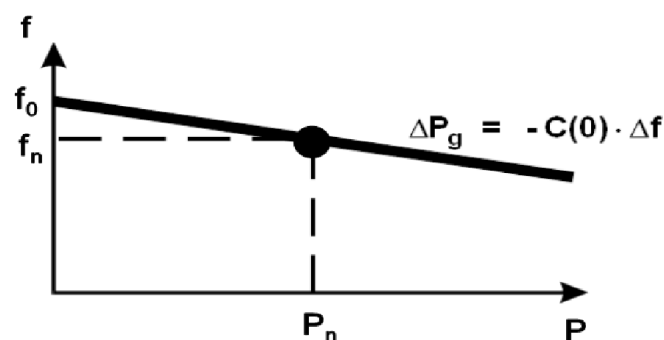


Figura 3.11. legame f-P in condizione di regime

$C(0)$ viene chiamato K_g che ha la dimensione di un'energia e viene chiamato energia regolante del generatore. Se si ammette che l'energia regolante sia costante nel suo campo di funzionamento, la formula $\Delta p_g = -C(0) \cdot \Delta f$ permetta di tracciare la caratteristica statica nel piano di f , P come si vede nella figura 10. un altro maniera per fornire la caratteristica di potenza frequenza del generatore è dare lo statismo che è la variazione relativa di frequenza in funzionamento a vuoto e in funzionamento nominale $S = (f_0 - f_n)/f_0$.

Consideriamo un sistema isolato con un carico e un generatore, se si verifica che la variazione della frequenza è dovuta alla variazione del carico. Supponiamo che il sistema funzioni inizialmente nel punto C_n con una potenza P_{g_n} . Con una diminuzione del carico nominale alla frequenza nominale (C'_n), vi è uno squilibrio della coppia, la potenza del carico viene aumentata e la potenza generata sarà più bassa del valore nominale fino a un nuovo punto di equilibrio che è l'intersezione della caratteristica del carico e la caratteristica del generatore. Si ha di nuovo un punto di equilibrio con una frequenza più alta f' , si verifica, in questo caso, il triangolo con tre punti di funzionamento (v. figura 3.12 b).

La base del triangolo rappresenta la variazione del carico che è divisa in due tratti, $K_c \Delta f$ che dipende dalla pendenza della caratteristica del carico e $K_g \Delta f$ che dipende dalla pendenza della caratteristica del generatore.

La somma dell'energia regolante del carico e generatore viene chiamato energia regolante della rete K_r e consente di calcolare le variazioni del carico da una misura della variazione della frequenza.

La variazione di frequenza è inversamente proporzionale all'energia regolante della rete. Con Δf fissa, per diminuire Δf dovuta a una variazione del carico è opportuno aumentare l'energia regolante del carico, ma non è possibile dato che non dipende dal fornitore dell'energia elettrica. Per aumentare l'energia regolante si deve incrementare l'energia regolante del generatore, ma l'aumento di K_g può dare luogo ai problemi, i quali l'instabilità del sistema ...

In questo caso per avere $\Delta f = 0$ bisogna progettare un regolatore di frequenza che dia K_g infinita. Per fare ciò, la funzione del trasferimento deve avere un polo nell'origine.

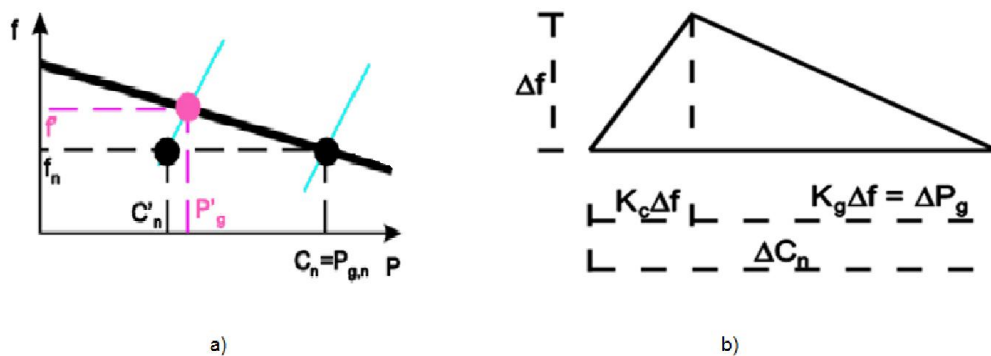


Figura 3.12. a) variazione di f dovuta ad una variazione di C b) triangolo della ripartizione della potenza

Consideriamo ora una rete con più generatori, ognuna con un regolatore primaria propria. Consideriamo di avere una sbarra con 2 generatori e 2 carichi. In questo caso in condizione di funzionamento a regime si avrà:

$$\Delta P_g = \Delta P_{1g} + \Delta P_{2g} = [C_1(0) + C_2(0)] \Delta f$$

L'energia regolante complessiva è la somma di tutte le energie regolanti e la variazione di frequenza è inversamente proporzionale all'energia regolante totale di rete:

$$\Delta c_n = - (K_c + \sum K_{g_i}) \Delta f$$

La variazione di potenza di ciascun generatore è proporzionale alla propria energia regolante, quindi, Δp di ciascun generatore è pari a:

$$\Delta c_n = [-K_{g_i} / (K_c + \sum K_{g_i})] \Delta c_n$$

Per avere la frequenza costante, in un sistema con più generatori con solo regolazione primaria, almeno uno dei generatori deve avere l'energia regolante infinita. Però in un sistema con grandi dimensioni non si può dare troppa fiducia a un solo generatore, perché, i suoi limiti di potenza non sarebbero in grado di subire le variazioni di carico. Inoltre, non sarebbe economico la gestione dell'energia in questo modo.

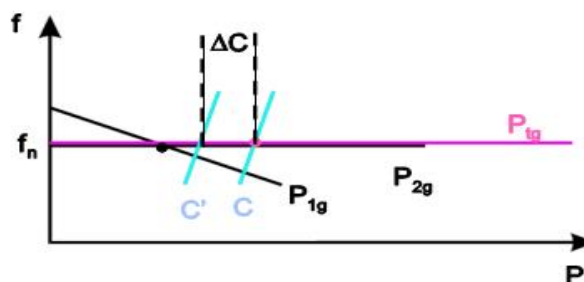


Figura 3.13. caratteristica f - P con un generatore a energia regolante infinita

3.2.3 Regolazione secondaria:

Prendiamo in esame lo schema a blocchi per precisare gli effetti di un segnale di riferimento non nullo. In condizione di regime, la potenza attiva generata sarà:

$$\Delta P_g = -C(0)\Delta f + C(0)\Delta f_{\text{rif}} = -K_g \Delta f + K_g \Delta f_{\text{rif}}$$

L'effetto del segnale di riferimento è traslare, in parallelo a se stessa, la caratteristica di potenza frequenza dei generatori di una quantità pari a $K_g \cdot \Delta f_{\text{rif}}$.

Se prendiamo in esame un sistema isolato un generatore e un utente, si vedrà che se si cambia la caratteristica del carico da 2 a 1 (v. figura 3.14) in presenza di solo regolatore primario si andrebbe a lavorare nel punto X però con una Δf_{rif} minore di zero, la retta B si sposta e avremmo la nuova retta A e si va a funzionare al punto Z e si avrà una variazione di frequenza minore di quello che avremmo avuto con solo regolazione primaria.

Il segmento $ZY = K_g \Delta f_{\text{rif}}$. Avendo in questo caso $\Delta f_{\text{rif}} = (K_r/K_g) \Delta f$, per avere le variazioni di frequenza di riferimento basterebbe moltiplicare la variazione voluta della frequenza all'energia regolante della rete fratto l'energia regolante del generatore.

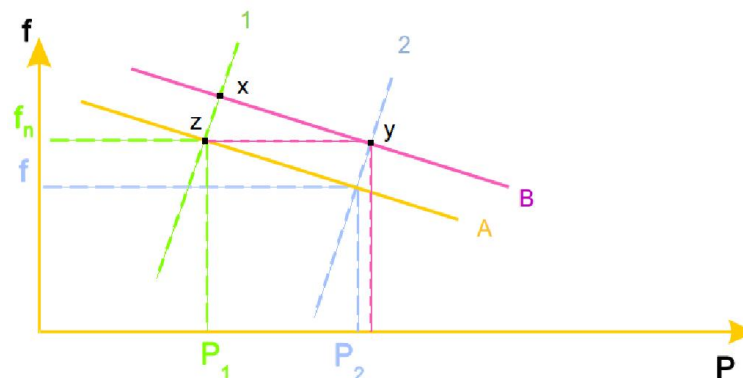


Figura 3.14. effetto di una variazione di carico in presenza di un regolatore secondario

La regolazione complessiva è affidata a un regolatore centrale che ripartisce la potenza da produrre, dalla misura di frequenza, ipotizzando di avere 2 generatori con regolazione secondaria di frequenza. La struttura complessiva della regolazione della frequenza è dimostrata nella figura successiva. La rete stabilisce una certa frequenza che verrà misurata da un controllo centrale, il quale, stabilisce la ripartizione del carico tramite $\Delta f_{1\text{rif}}$ e $\Delta f_{2\text{rif}}$ ai generatori. La ripartizione della Δf di riferimento dei generatori stabilisce la ripartizione del carico. Per mantenere costante la frequenza, ad esempio, con una diminuzione del carico, i generatori accelerano e aumenta la frequenza e aumenta la variazione della frequenza. Il controllore centrale deve avere una funzione di

trasferimento con un polo nell'origine per poter variare i segnali di riferimento ai regolatori dei generatori fino a ottenere una variazione di frequenza pari a zero.

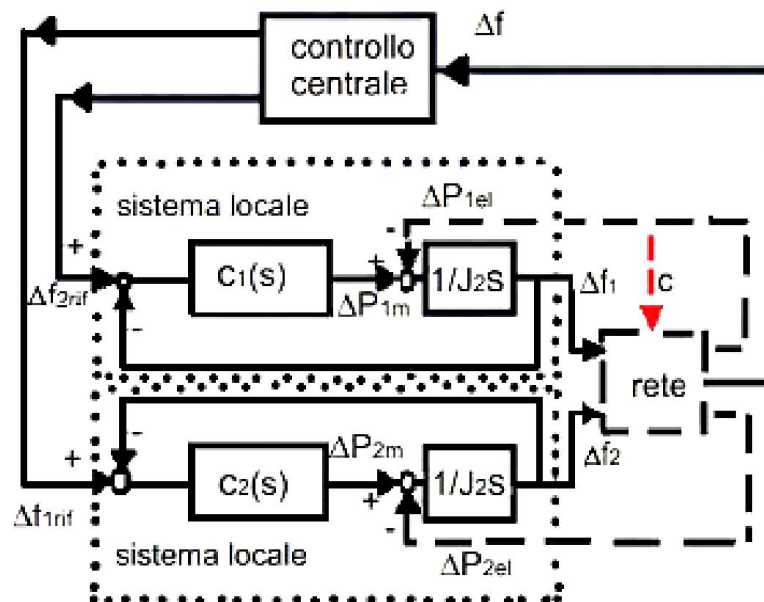


Figura 3.15. schema a blocchi della regolazione secondaria con due generatori

3.2.4 Variazione di frequenza potenza delle aree interconnesse.

Consideriamo tre aree diverse, ognuna con vari generatori e vari carichi tra loro interconnesse. La regolazione di frequenza avviene tramite un regolatore centrale che nel caso di una variazione di frequenza, ripartisce il carico tra aree. La regolazione della frequenza e potenza attiva deve essere in grado di tenere in equilibrio la generazione e i carichi di ogni area, quindi, con una regolazione senza scambio di potenza tra aree, a meno di variazioni previsti contrattuali. Per poter eseguire la regolazione di frequenza senza scambio di potenza, bisogna valutare in ciascuna area le variazioni della potenza da generare per riportare in equilibrio il carico e la potenza generata, perciò bisogna conoscere (ΔP_s) la potenza di scambio (potenza di soccorso) che sarà maggiore di zero se importata e minore di zero se esportata. inoltre, bisogna conoscere la variazione di frequenza.

La conoscenza di Δf e ΔP_s consente di valutare le variazioni di carico in ciascuna area per poter ripartire la generazione in modo più conveniente tra le aree. Inoltre la conoscenza di variazioni di frequenza e potenza di soccorso di ogni rete ci permette di calcolare la seguente relazione:

$$\Delta p_g = \Delta P_s - \Delta f \cdot k_c - \Delta f \cdot K_g$$

$$\Delta p_g = \Delta P_s - \Delta f \cdot k_R$$

Prendendo in esame un'area con le caratteristiche di generazione e carico nel piano di frequenza potenza e supponendo che avvenga una variazione di carico da C_1 a C_2 . Se tale area non fosse interconnessa con altre aree, si raggiungerebbe il punto di equilibrio A . ma dato che, la rete è interconnessa con altre aree, man mano che aumenta la frequenza, ci sarà una potenza di scambio con altre reti alla nuova frequenza f'' ($\Delta P_s > 0$). La relazione ΔP_g consente di calcolare la variazione di carico avvenuta all'interno della rete considerata dalla conoscenza di ΔP_s e dalla variazione di frequenza.

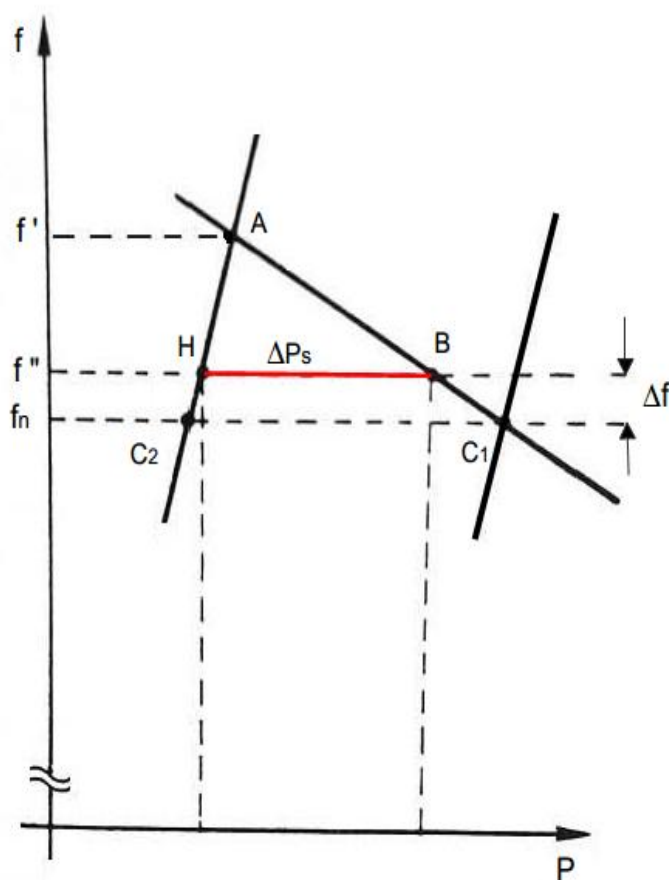


Figura 3.16. caratteristica f-P (potenza di soccorso)

La potenza attiva da generare viene calcolata dal regolatore centrale con la relazione di Δp_g e viene elaborato da ciascun regolatore con i regolatori secondari dei diversi reti. In questo caso il regolatore centrale manda i segnali ai vari sistemi. Questo tipo di regolatore, dato che il suo funzionamento è basato sulla misura di variazione di frequenza e potenza, viene chiamato regolazione frequenza e potenza attiva.

Se si prende ora il caso di tre aree interconnesse, con la variazione di carico nella prima rete, ci sarà una potenza di scambio con gli altri reti con un aumento della frequenza. Ovviamente la somma delle potenze scambiate delle aree 2 e 3 sarà pari alla potenza di soccorso dell'aria 1. a questo punto viene calcolato la variazione di frequenza totale e si misura la differenza di potenza scambiata in ogni (ΔP_s) area e la variazione della frequenza moltiplicata all'energia regolante della stessa rete ($\Delta f \cdot k_r$). La somma di questi due, nelle reti in cui non è avvenuto una variazione di carico sarà pari a zero. In tal caso ogni rete è in grado di calcolare le variazioni interni del carico. Successivamente, il segnale sarà elaborato dal controllo centrale e mandata ai regolatori di frequenza di ogni rete per compensare al variazione della potenza e frequenza.

Capitolo 4

Regole di connessione degli utenti alla rete elettrica nazionale

Il progressivo cambiamento delle tecnologie che vengono utilizzati nella rete elettrica e modalità di gestione della stessa, porta a un continuo cambiamento delle normative al riguardo. Perciò si porta di seguito una panoramica generale delle regole di connessione degli utenti attivi e passivi alla rete elettrica.

4.1 Schemi di inserimento

Generalmente, i nuovi Utente possono essere inseriti sulla rete AT per mezzo dei seguenti schemi:

- Inserimento in entra-esce;
- Inserimento in derivazione a T
- Inserimento in antenna

L'inserimento in antenna è, di fatto, l'inserimento di una o più linee di un solo utente. Nel caso di inserimento in antenna semplice, l'impianto di utente va inserito nella rete con una linea derivata da una stazione (o cabina primaria) esistente. Invece, nell'inserimento in antenna in cabina adiacente l'impianto di utente si collega o alla sbarra di cabina o con una linea inferiore di 50 metri senza un interruttore ma con un sezionatore installato su lato distributore. Un altro metodo di inserimento sarebbe il collegamento diretto dell'impianto di utente in antenna su stallo di cabina primaria/stazione. Poiché la linea dell'utente è protetto dal distributore, l'utente deve considerare una tutela al cortocircuito in modo di consentire le protezioni di ricalzo.

Schema dell'impianto per la connessione

Lo schema di connessione è definito dal distributore sulla base dei criteri che sono:

- Esigenze della rete; le esigenze della rete, riguardano la flessibilità dei sistemi di sbarra in modo di assicurare la disponibilità di connessione anche durante la manutenzione e guasti.
- Esigenze dell'impianto di utente; è la disponibilità della connessione alla rete in

caso di manutenzione programmata mantenendo alimentati i carichi privilegiati.

I criteri per definire gli schemi di connessione sono:

- Lo schema deve rendere sicura la connessione e l'esercizio sia dalla rete sia dall'impianto dell'utente.
- Lo schema deve considerare la separazione dell'impianto di utente dalla rete dal punto di vista fisico e funzionale.
- Lo schema deve minimizzare l'impatto economico e tecnico sia sull'impianto dell'utente sia sulla rete.
- Lo schema deve garantire la misura nei punti di connessione.
- Lo schema deve consentire, in caso di guasto, l'esclusione dell'impianto dell'utente con danni minimi per la rete e non deve diminuire la possibilità della rete nella vicinanza del punto di connessione.
- Lo schema deve prevedere l'esclusione sicura dell'impianto dell'utente dal punto di connessione.

Per eseguire la manutenzione dell'impianto dell'utente senza interessare il distributore, il dispositivo della connessione più vicino alla rete deve essere un sezionatore.

La scelta dello schema di connessione è condizionata da quella dell'inserimento in funzione di sbarre.

- a) **Assenza di sbarre**; questo schema è adottabile solo nel caso di inserimento in antenna. Tale schema è applicabile agli impianti che sono sorvegliati 24 ore al giorno. In tal caso è consentito la manovra del sezionatore generale e sezionatore di terra sulle esigenze del distributore.
- b) **Sistema mono sbarra**; è generalmente utilizzato per la connessione di un stallo dell'utente come si vede nella figura seguente. Le linee in tratteggio evidenziano i dispositivi necessari nel caso di più stalli dell'utente.

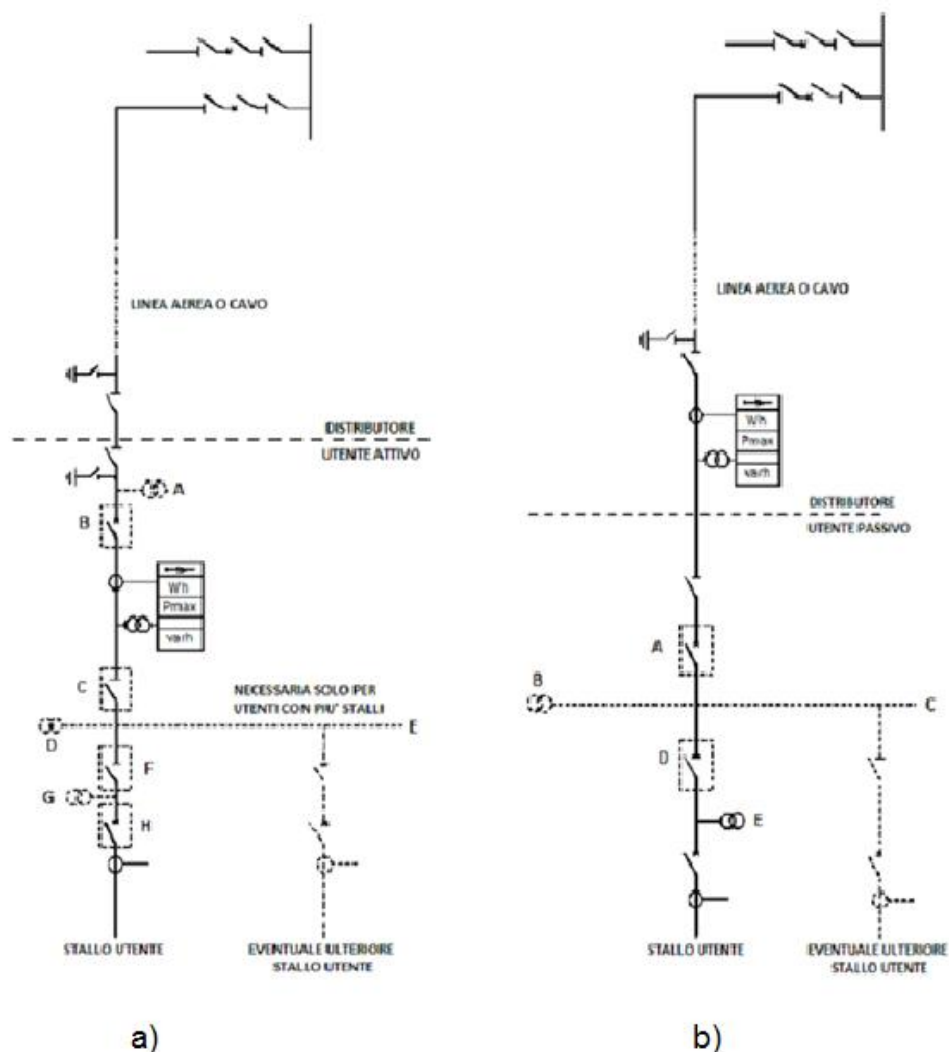


Figura 4.1. inserimento in antenna a) per utenti attivi che si configurano come punti di immissione b) per utenti passivi

4.2 Regole tecniche di connessione per tutti gli utenti

4.2.1 Confini di proprietà e dispositivi dell'utente funzionali all'attività del distributore

La figura (4.2) dimostra il collegamento di un utente passivo con la connessione in antenna. Se l'impianto di utente prevede i sistemi di controllo, comando e protezione deve esserci un secondo quadro nel quale si posizionano tali sistemi con l'accesso in sicurezza per il distributore in ogni momento qualora il quadro sia posizionato nella proprietà dell'utente. In caso di utenti passivi ci devono essere i sistemi di misura e telemisura nel quadro. In caso di utenti attivi deve esserci un posto per il misuratore con l'accesso al distributore in ogni momento.

Il punto di connessione consiste nei codoli del sezionatore di linea dell'utente per la connessione lato rete che definisce il confine di competenza dei circuiti di potenza.

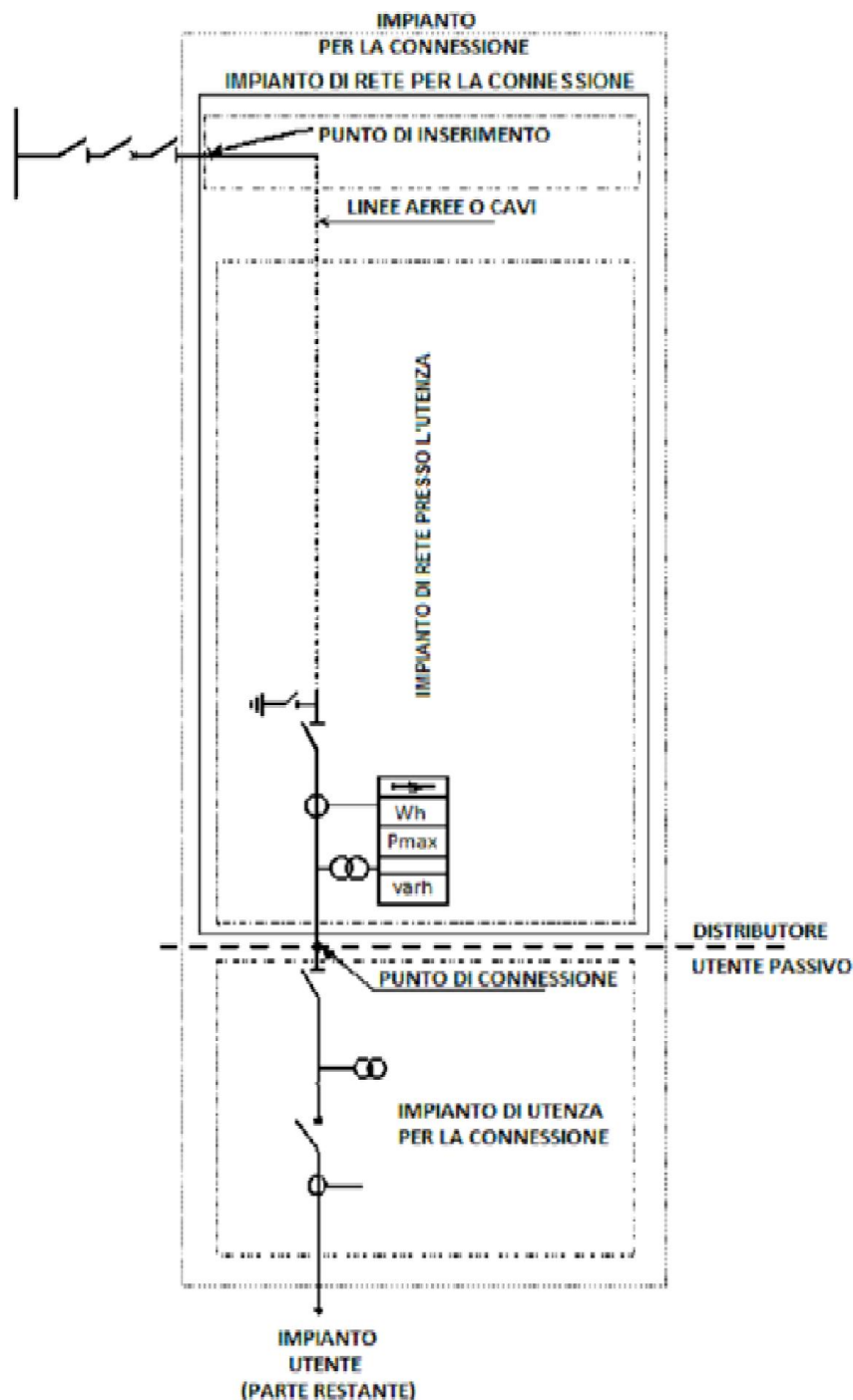


Figura 4.2. configurazione generale del collegamento d'utente

– **Dispositivi funzionali di distributore dall'utente**

I dispositivi dell'utente funzionali all'attività di distribuzione sono:

A. Sistemi di protezione, tele scatto e sistemi di apertura degli interruttori.

- B. Gli interruttori che servono a distaccare l'utente dalla rete.
- C. Sezionatori, sistemi di sbarra e interruttori necessari a garantire la continuità e la flessibilità di gestione della rete.
- D. Sistemi di misura e monitoraggio e i sistemi di telecomunicazione per il flusso di informazioni tra l'utente e il distributore.

Le relazioni conformi alle regole tre utente e distributore sono:

- Il distributore determina la configurazione della rete e il comando degli organi di manovra per quanto riguarda gli apparecchi presentati alla lettera C. La messa in sicurezza e il pronto intervento degli impianti devono essere assicurati in minor tempo possibile.
- L'esercizio delle parti alla lettera A deve includere l'attuazione e riscontro delle protezioni stabilite. L'indisponibilità delle protezioni causa l'apertura del collegamento
- Ogni modifica di suddetti dispositivi riguardo la funzionalità della rete deve essere concordato dal distributore.
- La manutenzione dei dispositivi ai fini della funzionalità della rete deve essere concordato con il distributore.

– **Impianto di rete per la connessione**

In generale, la progettazione, la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione della rete sono di competenza del distributore. L'impianto di rete presso l'utente, nell'ambito dell'impianto di comunicazione di rete, è composto da dispositivi di sezionamento e manovra del distributore. L'impianto di rete presso l'utente è riservato al personale del distributore.

4.2.2 L'impianto di utente per la connessione

a) Dispositivi

I dispositivi necessari per la connessione sono:

- Sezionatore generale, destinato a sezionare l'impianto per la connessione, posto a valle di ogni punto di connessione.
- Interruttore generale, per escludere l'intero impianto, posto a valle del sezionatore generale. Tale interruttore può essere utilizzato per il parallelo tra reti. Il dispositivo generale (DG) è composto da sezionatore generale e l'interruttore generale. Le condizioni per omettere l'interruttore generale sono:
 - La sbarra dell'utente deve essere equipaggiata con una terna di TV e posto immediatamente a valle del punto di connessione.
 - L'impianto di rete non deve essere alimentato con schemi ridotti o in derivazione

rigida in una porzione di rete dove è presente una protezione differenziale di linea.

- Alla sbarra dell'utente non devono essere attestati più di tre stalli con i trasformatori di protezione o misura a valle dell'interruttore.
- In caso di introduzione dell'interruttore generale, le funzioni generalmente attribuite a tale interruttore saranno svolte dagli interruttori immediatamente attestati alla sbarra dell'utente, su ognuno dei quali si deve prevedere la regolazione del distributore generale.
- La funzione dell'interruttore generale non può essere eseguita da altri interruttori in cui stato influisce la magliatura e l'assetto della rete.

b) Dimensionamento

La separazione nell'esercizio e responsabilità tra distributore e utente, riferita alla manutenzione e condizione dell'impianto di connessione deve essere visibile in sito e individuabili sugli schemi.

Tutti i dispositivi devono essere dimensionati in maniera compatibile con le caratteristiche della rete nel punto di connessione. Le dimensioni occupate dagli impianti devono rispettare la distanza di sicurezza e altri vincoli della Norma CEI.

Il distributore può modificare i propri impianti sulla base delle modifiche delle normative nazionali e internazionali e progressi scientifici/tecnologici. In tal caso all'utente deve essere assicurato un periodo di anticipo pari a 12 mesi per adeguare gli apparecchi.

c) Impianto di terra

L'utente deve progettare e realizzare un dispersore unico per l'impianto di connessione di rete presso l'utenza e per l'impianto di utenza per la connessione.

L'utente deve considerare il tempo di eliminazione del guasto t e la corrente I_E nel dimensionamento del dispersore. Tali parametri vengono forniti dal distributore.

Nel progetto si può considerare una riduzione della corrente di terra se vengono connessi al dispersore gli schermi dei cavi e le fune di guardia degli elettrodotti aerei.

d) Verifica

L'utente deve effettuare la misura di tensione di passo e di contatto secondo CEI 99-3 per la verifica iniziale dell'impianto di terra. La corrente del circuito amperometrico dello strumento di prova deve essere almeno 50 A.

Alla fine della prova si deve compilare una relazione con i risultati e il metodo di prova riportando i valori di tensione di passo e di contatto misurati e i punti dove sono state misurate.

e) Collegamento ad altri impianti di terra

Se sono presenti ulteriori punti di connessione in MT o BT deve essere previsto un trasformatore di isolamento al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra gli impianti di terra.

f) **Manutenzione**

Gli interventi di manutenzione degli impianti funzionali all'esercizio della rete di distribuzione, al fine di evitare disservizi non controllati, deve essere concordato e approvato dal distributore. L'utente deve comunicare tempestivamente ogni richiesta di variazione rispetto a quanto concordato al momento della connessione.

g) **Servizi ausiliari**

L'utente deve fornire un'alimentazione trifase BT con neutro in un locale di competenza del distributore con potenza adeguata ad alimentare i sistemi ausiliari del distributore. L'indisponibilità dell'alimentazione dei servizi ausiliari per le connessioni in entra-esce deve essere limitata a due ore. E' facoltà del gestore richiedere un'alimentazione di emergenza.

4.2.3 L'area per l'impianto di rete presso l'utente

L'utente deve fornire al distributore un'area attrezzata con un fabbricato avente l'accesso diretto dalla strada pubblica. L'area deve essere illuminata esternamente con accensione per mezzo di un dispositivo crepuscolare.

Le prescrizioni per la realizzazione dell'area e l'approvazione del progetto vengono date dal distributore dopo un attento esame tecnico.

I requisiti fondamentali sono:

- Separazione dell'impianto di utente da quello del distributore con una recinzione di almeno due metri eseguita con materiali che garantiscano visibilità reciproca tra gli impianti.
- Pavimentazione e opere civili idonee all'installazione degli organi elettromeccanici nell'area e strade di accesso e circolazione all'interno della stessa asfaltate.
- Il fabbricato deve avere le caratteristiche meccaniche, strutturali e statiche adeguate al suo funzionamento, seconda le norme vigenti e le regole tecniche del distributore e deve avere un locale contatori con diverse serrature per il personale dell'utente e del distributore. Il fabbricato deve essere climatizzato e dotato d'illuminazione e forza motrice.

a) **Componenti elettrici e loro caratteristica**

I componenti di rete presso l'utente e l'impianto di utente per la connessione devono seguire le soluzioni minime di dettaglio individuate dal gestore. I componenti coinvolti nel garantire l'affidabilità e continuità del servizio devono essere acquisiti da costruttori operanti secondo standard ISO 9001 del 2000. Tutti i dispositivi e circuiti, in particolare il dispositivo generale, devono avere caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità corrispondenti al funzionamento nominale e alla corrente massima di cortocircuito della rete nel punto di connessione.

b) Dispositivo generale e sistema di protezione associata

1) Criteri generali: il sistema di protezione della rete e dell'utente devono:

- Contribuire alla sicurezza delle parti guasti accelerando la diagnosi del malfunzionamento e la risposta del servizio.
- Essere coordinate opportunamente.
- Essere monitorati, ai fini di assicurarsi il funzionamento e la ricostruzione dei disservizi.
- Garantire la reciproca riserva nel momento di malfunzionamento.

Il distributore e l'utente devono assicurare il corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione. Il distributore ha la facoltà di chiedere la revisione del sistema di protezione dell'utente in caso di malfunzionamento dei tali sistemi. I dispositivi dell'impianto dell'utente devono resistere alle sollecitazioni dovuti ai guasti e alle richiusure in rete e devono essere protetti da sollecitazioni dovuti ai guasti senza copertura delle protezioni di rete.

2) L'installazione di protezioni nel punto di connessione è in carico all'utente qualsiasi sia la sua natura (attivo o passivo).

Il sistema di protezione generale SPG è composto da:

- TV e TA di fase con la connessione al relè di protezione.
- Relè di protezione e relativa l'alimentazione.
- Sistema di apertura dell'interruttore.

Nel caso di guasti interni all'impianto dell'utente, l'SPG deve isolare solo ed esclusivamente la parte guasta senza coinvolgere altri utenti o parti di rete.

Gli utenti passivi devono installare una protezione di massima corrente tripolare a due soglie a tempo indipendente. Nel caso sia presente un generatore, la protezione generale non deve intervenire intempestivamente al presentarsi di un guasto sulla rete esterna. Inoltre, deve essere prevista l'apertura del dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliare alla protezione generale. Le soglie di regolazioni delle protezioni sono forniti dal distributore all'utente.

3) Interventi sugli apparecchi di protezione: la regolazione della protezione generale dipende dalla rete e dall'impianto dell'utente. Le regolazioni delle protezioni non possono essere modificati dall'utente senza il permesso del distributore.

4) Dispositivi di richiusura automatica: generalmente per evitare le sollecitazioni sui generatori, la chiusura rapida tripolare non è adatta nei collegamenti degli utenti attivi; tuttavia la chiusura rapida tripolare può essere utilizzata in casi particolari e in prossimità degli utenti attivi con criteri di esercizio cautelativi. Generalmente, viene utilizzata la chiusura e l'apertura uni-tripolare.

5) Lo stato del neutro: per $V \geq 120$ kV i centri stella dei trasformatori elevatori di

interconnessione e di centrale devono essere accessibili per il collegamento di messa a terra. Tali trasformatori devono avere un avvolgimento per far circolare la corrente omopolare e l'isolamento dell'avvolgimento deve essere realizzato considerando la piena tensione

- 6) Comunicazione: l'utente deve fornire al distributore le misure, le limitazioni del punto di connessione e i segnali prestabiliti. L'utente può chiedere alla rete, se è disponibile, i registri cronologici degli eventi, le segnalazioni locali e i rilevatori della qualità della tensione.

4.2.4 Regole tecniche di connessione per gli utenti passivi

- Apparecchiature per il distacco del carico: il distacco del carico avviene o con dispositivi locali che misurano le frequenze e le tensioni o con dispositivi centralizzati del distributore. Il distacco del carico con dispositivo locale segue la logica di disalimentare il minor numero di carichi possibili in base alle grandezze locali rilevate ai loro morsetti. Al diminuire della tensione e della frequenza al di sotto di una certa soglia viene inviato un segnale alla protezione che provvederà a far sganciare l'interruttore.
- Limiti di scambio di potenza reattiva: nel contratto di connessione devono essere concordati i valori limiti del $\cos\phi$ nel punto di connessione considerando le normative e il codice di rete.

4.2.5 Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi

Il distributore e l'utente, allo scopo di garantire la selettività di intervento e la possibilità di estinguere rapidamente i guasti, possono impiegare i sistemi di tele scatto sugli interruttori in relazione alle caratteristiche dell'impianto. Se si impiegano le protezioni differenziali longitudinali di linea, i dispositivi agli estremi devono essere prodotti dal medesimo costruttore.

Nel caso in cui l'utente attivo non sia dotato di sistemi di produzione rilevante, se lo consentono le condizioni della rete, si può applicare le regole previste per l'unità di produzione rilevante.

- Impianti e dispositivi di utente con l'unità di produzione non rilevanti:
 - Interruttore di generatore con dispositivo per il parallelo del gruppo
 - Interruttore di interfaccia con un dispositivo per il parallelo della rete in grado di disconnettere una porzione di rete compresi linee, generatori e carichi essenziali e privilegiati in modo di assicurare il loro funzionamento separato

dalla rete.

In questi casi gli interruttori possono essere impiegati a svolgere più attività a due condizioni. La prima è che tra ogni gruppo di generazione e il punto di connessione ci siano almeno due interruttori. La seconda è che entrambi gli interruttori devono essere in grado di eseguire le funzioni previste per ogni singolo interruttore separatamente.

Nella scelta del sistema di protezione e nella sua regolazione sia il distributore che l'utente devono considerare: la potenza nominale prodotta, lo schema di connessione utilizzato, le caratteristiche dell'impianto di produzione e delle linee di collegamento.

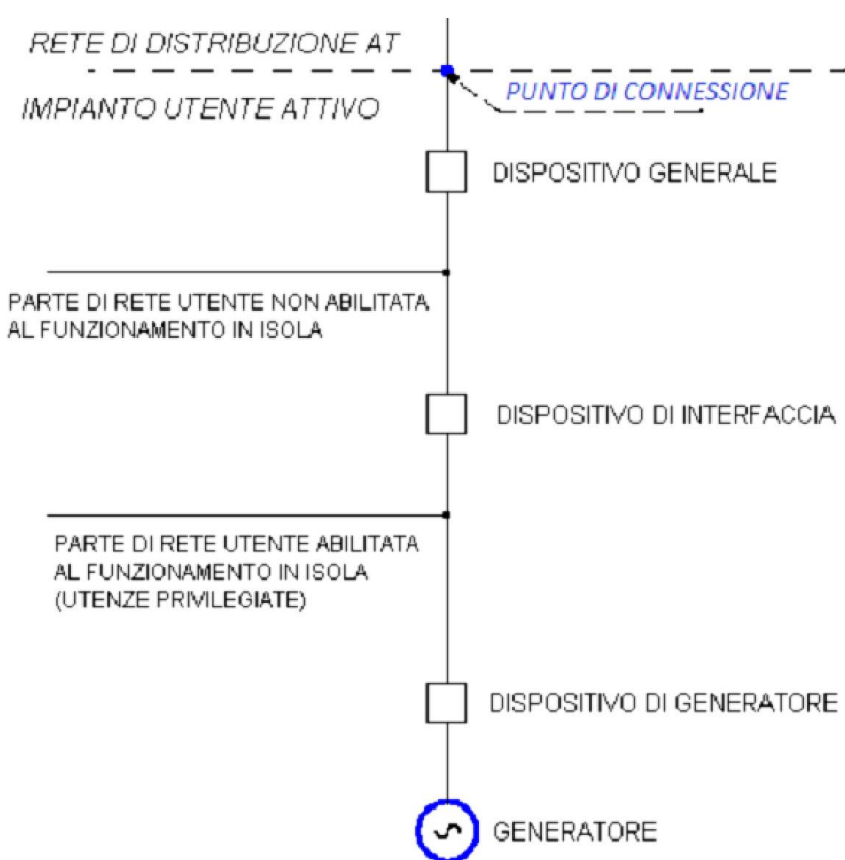


Figura 4.3. configurazione generale dell'impianto d'utenza attivo

Vanno previste ulteriori protezioni di riserva e/o rincalzo per garantire operatività del sistema anche in caso di mancato intervento del primo livello di protezione.

- Protezioni interni dell'utente

Le protezioni dei generatori devono isolare tempestivamente il guasto per minimizzare le possibili perturbazioni nella rete di distribuzione.

- Apparecchiature per sconnessioni dalla rete

Il dispositivo di interfaccia deve intervenire a distaccare i gruppi di generazione in due casi:

- Funzionamento in rete separata.
- Malfunzionamento della rete e guasti.

In ogni caso l'utente attivo può passare all'alimentazione in isola del suo impianto interno. Gli interruttori di rete presso l'utente devono essere in grado di interrompere la corrente massima di cortocircuito proveniente dall'impianto dell'utente, misurata dal distributore.

- Funzionamento in isola: In condizioni particolari di funzionamento, una porzione di rete può funzionare in isola. In tal caso, si deve evitare di esporre i gruppi di generazione ad elevate oscillazioni legate al pendolamento introdotto dall'intervento inadeguato dei regolatori di frequenza e di tensione.
- Limiti di scambio di potenza reattiva: Gli eventuali regimi diversi da quello di scambio di potenza reattiva definito dalle norme e dal codice di rete devono essere concordati con il distributore.

4.3 Regole di connessione alle reti MT

A. Schema di inserimento

La figura seguente dimostra gli schemi di inserimento degli impianti di connessione sulla rete media tensione del distributore.

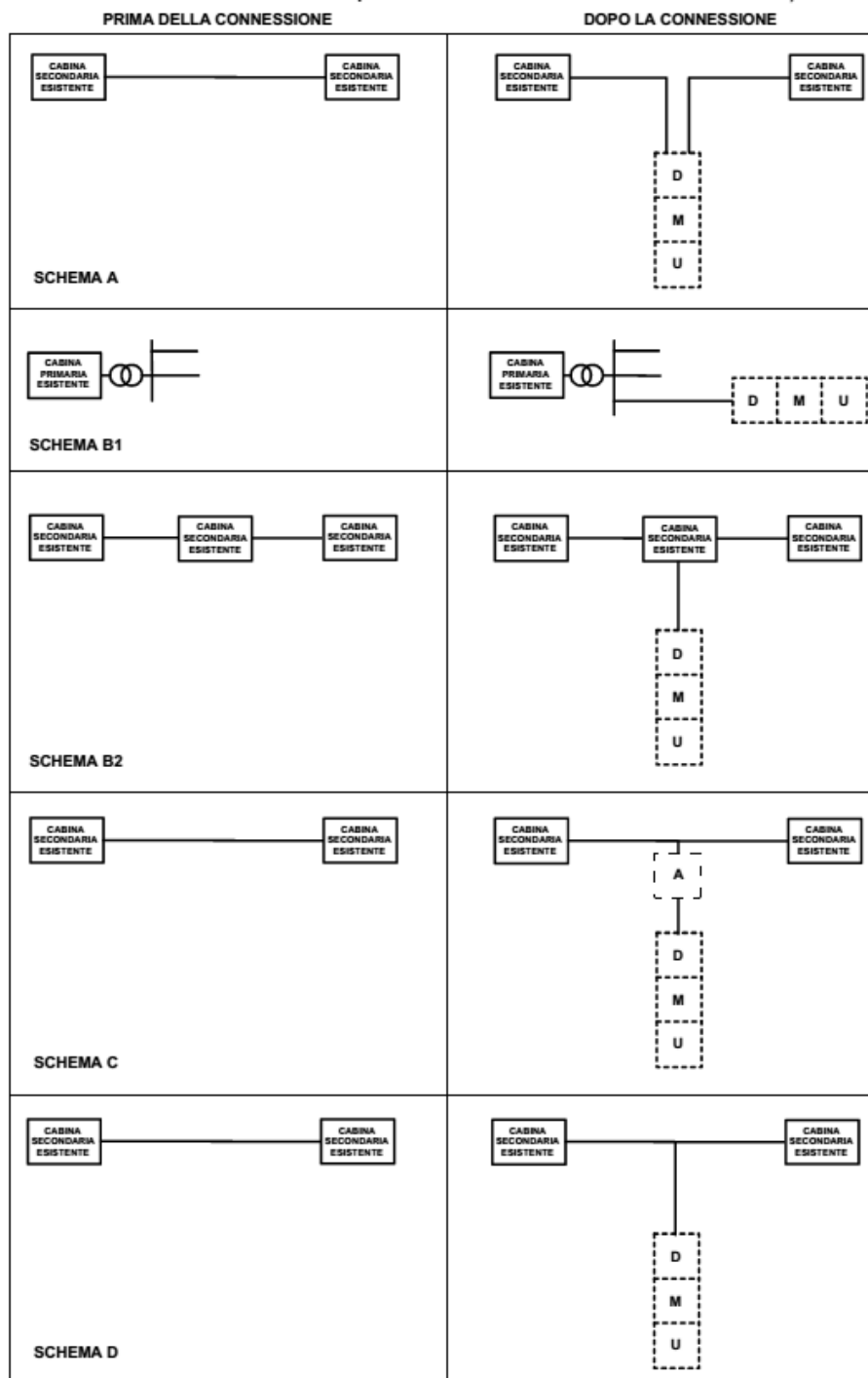


Figura 4.4. schemi di inserimento dell'impianto di utente

Inserimento in entra-esce su una linea esistente (schema A)

Inserimento in antenna dalla stazione AT/MT (schema B₁)

Inserimento in antenna dalla cabina MT/BT (schema B₂)

Inserimento in antenna con una cabina aggiunta (schema C)

Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente (schema D)

B. Schema dell'impianto per la connessione

Indipendentemente dalla connessione prescelta, si ha sempre lo schema di figura (4.5) per l'impianto di rete presso l'utente. Come si vede nella figura (4.5) per la cabina del distributore presso l'utente è per la connessione dell'utente. La collocazione dei dispositivi di misura è riferita al caso di utente passivo; nel caso utenti attivi, i dispositivi di misura vedono essere montati a valle del dispositivo generale in modo tale da essere protetti contro le correnti di guasti della rete. (vedi figura 4.6).

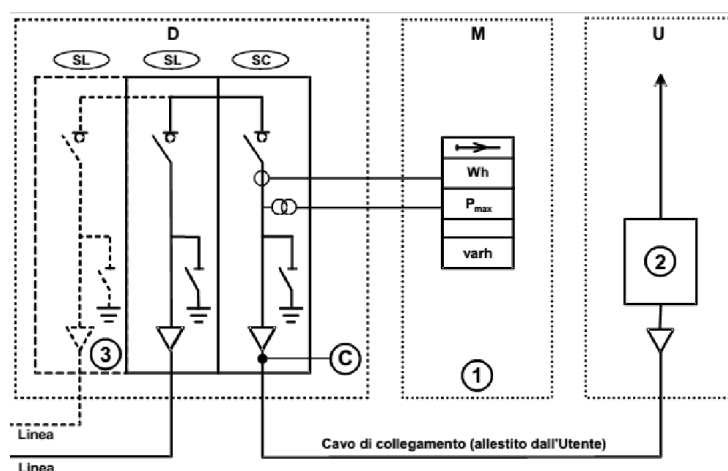


Figura 4.5. schema di collegamento fra la cabina del distributore presso l'utente e l'impianto del prelievo

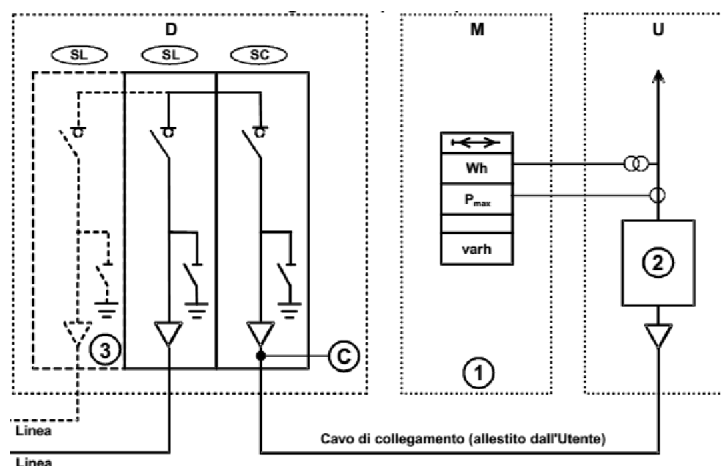


Figura 4.6. schema di collegamento fra la cabina del distributore presso l'utente e l'impianto di immissione

C. Apparecchiatura di messa a terra della connessione

Nella realizzazione delle connessioni presentati dalle figura (4.5 e 4.6) e la manovra di esercizio o manutenzione si riferisce all'arte 11 della Norma CEI 11-27. Si può effettuare la messa a terra dell'impianto utilizzando o dispositivi mobili oppure quelli predisposti.

L'utente può adottare due soluzioni. Il primo è non prevedere un sezionatore di terra a valle dei terminali del cavo di connessione alla rete; in tal caso, deve utilizzare i dispositivi mobili di messa a terra. Il secondo metodo consiste nel predisporre un sezionatore di terra a valle dei terminali dei cavi di connessione alla rete. In tal caso quando l'utente chiede al distributore di mettere fuori tensione e in sicurezza il cavo di connessione; il distributore deve consegnare una chiave non duplicabile all'utente che si libera e consente, dopo la chiusura del sezionatore di terra della cella di consegna del distributore, la chiusura del primo sezionatore di terra dell'utente.

D. Soluzioni indicative di connessione

Nella tabella seguente sono riportate le soluzioni tipiche per la scelta degli schemi di connessione, in funzione della potenza e della tipologia dell'utenza.

Tabella 4.1. soluzioni di collegamento per la connessione alle reti MT del distributore

	Potenza disponibile [MW]	Rete	D	B2	C	A	B1
			Derivazione a T	Antenna su CS	Antenna su CS in derivazione	Entra-Esce	Antenna su CP
Utenti passivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X	X	X	X	–
	0,2 – 1	MT	X ⁽¹⁾	X	X	X	–
	1 – 3	MT	–	X	X	X	X
	3 – 10	MT	–	x	X	X	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza nominale [MW]						
Utenti attivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X ⁽¹⁾	X	X	X	–
	0,2 – 1	MT	–	X	X	X	X
	1 – 3	MT	–	–	–	X	X
	3 – 6	MT	–	–	–	–	X
	6 – 10	MT	–	–	–	–	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc

Legenda

x: soluzione consigliata

x⁽¹⁾: soluzione praticabile ma non consigliata (per Utenti passivi fino a 0,4 MW)

–: soluzione sconsigliata

nc: casistica non considerata in questa Tabella

e sono installati altre apparecchiature sulla sbarra MT, tranne quelli indicati nella figura. Le protezioni dei trasformatori di misura e dei trasduttori sono uguali al caso precedente.

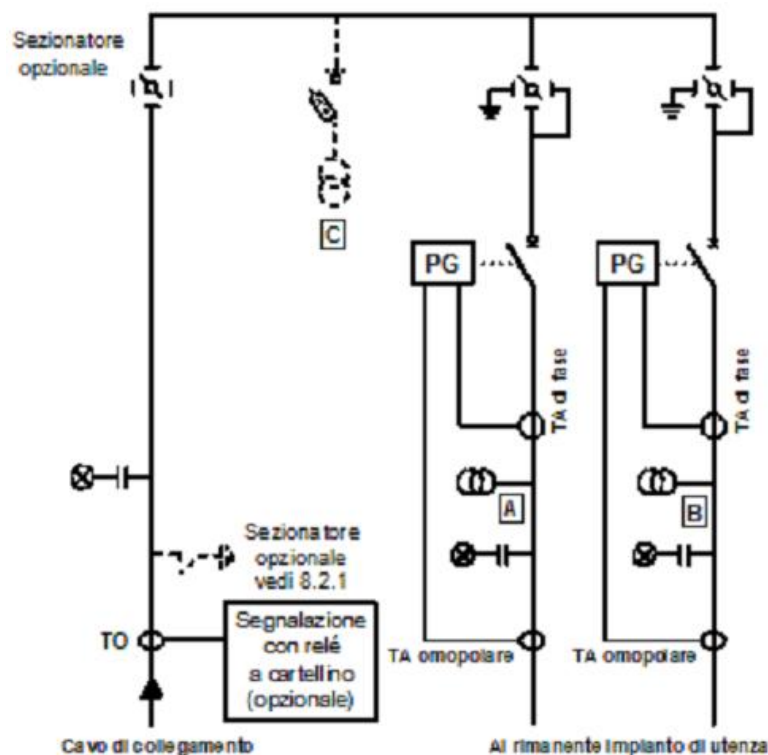


Figura 4.8. schema di impianto di utenza per la connessione: con due montanti MT della sbarra principale

Se l'utente adotta questo schema, si devono montare i relè di protezione per ottenere le prestazioni I_b, I_b> su ciascun dispositivo di manovra, oppure si può realizzare la protezione sommando i due secondari dei TV di fase.

4.3.2 Regole tecniche di connessione comuni a tutti gli utenti

1) Punto di connessione, confini di competenze

I confini di competenza funzionale deve essere precisato per i seguenti motivi:

- La gestione della continuità circuitale della rete del distributore.
- La trasparenza dei rapporti tra l'utente e il distributore per un funzionamento corretto della rete.
- La chiarezza della responsabilità nella conduzione e nella manutenzione di organi di manovra per gestire la sicurezza del personale durante i lavori.
- Il coordinamento delle protezioni e il mantenimento degli standard realizzativi.

Il locale del distributore è posto presso l'utente e contiene gli organi di manovra necessari per la connessione dell'impianto di utente alla rete.

Il punto di connessione è il collegamento tra il cavo di connessione e i morsetti del sezionatore del distributore; che è il confine funzionale e di proprietà tra rete e l'impianto di utente. L'installazione e la manutenzione dei misuratori dell'energia erogata dall'utente sono di competenza del distributore.

2) Impianti di connessione della rete

La progettazione, l'installazione, la manutenzione e l'esercizio dell'impianto sono di competenza del distributore. L'impianto di connessione della rete presso l'utente è composto dai dispositivi di manovra e sezionatore del distributore. Sulla stessa sbarra di MT di tale impianto può essere previsto una cabina secondaria per l'attività del distributore. In tal caso il neutro di BT del trasformatore deve essere collegato ad un impianto di terra separato dall'impianto dell'utente tranne per i seguenti casi:

- L'impianto fa parte dell'impianto di terra globale.
- Gli schermi dei cavi MT del distributore sono collegati all'impianto di terra dell'utente. L'impianto dell'utente deve essere sezionabile dal resto della rete. I sezionatori e i dispositivi di comando e interruzione del distributore in prossimità del punto di connessione devono essere conformi alle Norme CEI 60265-1.

3) Impianto di utente per la connessione

Gli impianti dell'utente per la connessione devono essere composti dai sezionatori e interruttori, in particolare devono esserci:

- Sezionatore generale, posto a valle del punto di connessione.
- Interruttore generale, posto a valle del sezionatore generale. Per poter omettere tale interruttore, la sbarra dell'utente deve essere posta a valle del punto di connessione con una terna di trasformatori e trasduttori voltmetrici. A tale sbarra non devono essere attestati più di due montanti con interruttore. Il comando dell'interruttore generale deve essere impartito dall'utente e regolato in modo da non danneggiare persone e oggetti.

4) Dimensionamento

Il cavo di collegamento, incluso le terminali, deve essere al massimo 20 m di lunghezza e almeno equivalente a 95 mm² di ramo, di sezione. Le caratteristiche elettriche dei componenti dell'impianto di rete devono essere adeguate al tipo dell'impianto e alle specifiche fornite dal distributore. I valori massimi di regolazione della protezione generale richiesti dal distributore permettono la massima selettività con protezioni di rete ma non serviranno a proteggere l'impianto dell'utente. Il distributore può modificare le

caratteristiche dell'energia fornita all'utente in base alle evoluzioni delle normative e della tecnologia ma non può modificare i criteri di esercizio della rete. All'utente deve essere assicurato un preavviso di almeno sei mesi per adeguare gli impianti.

5) Punto di connessione con alimentazione di emergenza

L'utente deve prevedere interblocchi adeguati tra i dispositivi di manovra delle reti per evitare il funzionamento in parallelo nei punti di connessione con alimentazione di riserva di MT o BT. In tal caso l'utente deve installare due interblocchi meccanicamente ed elettricamente oppure un doppio blocco elettrico nel punto di confine tra l'impianto con l'alimentazione di riserva e il resto dell'impianto.

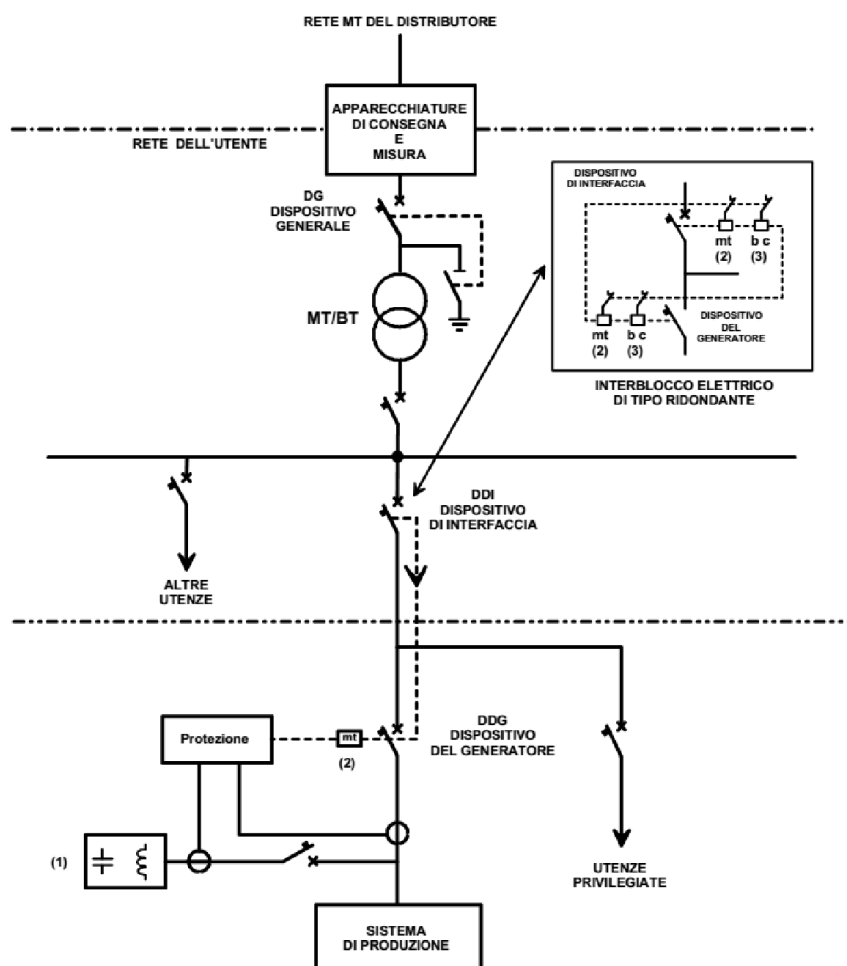


Figura 4.9. schema di collegamento e protezione del sistema in isola con interblocchi

Nel caso in cui l'utente utilizzi i gruppi statici di potenza complessiva trifase maggiore a 30 kW, per non interrompere il servizio, si deve evitare l'erogazione di potenza da parte dei dispositivi verso la rete, anche in transitorio. In tal caso per evitare il funzionamento

del gruppo statico di continuità come utente attivo, si deve prevedere un dispositivo che interrompe il passaggio di potenza verso la rete entro 15 s.

6) Funzionamento in parallelo di breve durata

Il funzionamento in parallelo tra la rete e l'alimentazione di riserva è ammesso allo scopo di evitare l'interruzione del servizio nel momento del cambio di assetto della rete. Il funzionamento in parallelo alla rete MT è consentito, purché la durata del parallelo non superi 30 s per gli impianti trifase e 10 s per gli impianti monofase. Deve essere previsto un relè temporizzatore che avvisa il momento di inizio del parallelo e interrompe l'impianto di produzione dalla rete al termine del tempo di ritardo. Nel caso sia necessario il funzionamento in parallelo fino a 30 minuti, si deve prevedere una protezione di interfaccia del generatore con le regolazioni di $+10\% U_n$ e $-15\% U_n$.

4.3.2.1 Impianto di terra presso l'utente

1) Dimensionamento

Con riferimento alle Norme CEI 99-3 si assume un fattore di riduzione pari a 0,7 per tenere conto della riduzione di corrente di terra (I_E) rispetto alla corrente di guasto fase-terra (I_F) dovuto agli schermi dei cavi. Il distributore deve collegare gli schermi dei cavi all'impianto di terra nelle connessioni con almeno tre cabine secondarie. A tale impianto si devono collegare le masse dei dispositivi del distributore. Il distributore comunica all'utente il valore di I_F e t_F calcolati per la dimensione dell'impianto di terra. L'utente è responsabile dell'esercizio e manutenzione degli impianti. Il distributore deve comunicare in anticipo l'eventuale aumento del fattore di riduzione e l'utente deve adeguare l'impianto di terra alle nuove condizioni.

Nel caso di rete con neutro isolato, il distributore deve comunicare $+10\%I_F$ rispetto a I_F misurato o calcolato con una maggiorazione di almeno 20 A. In caso, l'impianto deve essere dimensionato per I_F e t_F comunicate dal distributore con $I_F = 40$ A a 15 kV o $I_F = 50$ A a 20 kV (e in proporzione per gli altri valori) e $t_F \gg 10$ s.

Nel caso di rete a neutro compensato, il distributore deve controllare che la corrente capacitiva di guasto fase-terra della rete resti all'interno della regolazione della bobina deterse. Inoltre, deve comunicare automaticamente le variazioni di I_F e t_F tramite una raccomandata A/R con una frequenza annuale e in occasione delle variazioni permanenti della corrente capacitiva fase-terra senza considerare situazioni non permanenti. Per una variazione permanente della corrente si intende una variazione della I_F fase-terra maggiore del valore già comunicato all'utente. Invece, per la t_F si intende una qualsiasi variazione del tempo di intervento.

Le verifiche iniziali dell'impianto di terra devono essere effettuati con la misura di tensione di passo e di contatto tramite uno strumento con l'alimentazione del circuito amperometrico con almeno 5 A. al termine della verifica deve essere compilato una relazione con i valori misurati. Le verifiche periodiche dell'impianto di terra è di competenza dell'utente.

Nel caso di collegamento ad altri impianti di terra, per evitare il trasferimento di tensioni tra i vari impianti, durante un guasto, deve essere previsto un trasformatore di isolamento.

2) Responsabilità per la sicurezza

Per gli interventi che richiedono l'interruzione dell'impianto di rete presso l'utente o l'impianto di connessione, l'utente deve seguire la procedura predefinito dal distributore. Il distributore si riserva la facoltà di interrompere il servizio all'utente nel caso di manutenzione dell'impianto.

3) Servizi ausiliari

Se il distributore non prevede un trasformatore MT/BT in loco, l'utente deve interporre un trasformatore di 2P+T 16 A - 230 V con fusibili, con riferimento alle Norme CEI EN 60309-2 al locale di misura e di competenza del distributore. La messa a terra del neutro BT deve essere collegato all'impianto di terra presso l'utente.

4) Caratteristiche dei locali

L'utente deve fornire un locale per l'impianto di rete e uno per i complessi di misura, con dimensioni e caratteristiche meccaniche ed elettriche adeguate al loro impiego, accessibile al distributore senza necessità di preavviso o vincoli. L'utente può accedere al locale dei complessi di misura. Il distributore deve prevedere i TV e TA per misurare l'energia erogata dall'utente in prossimità del punto di connessione.

Le dimensioni del locale di connessione devono consentire un eventuale adozione dello schermo di inserzione in entra-esce. A titolo indicativo, la superficie dei locali di misura e consegna deve essere circa 16 m². Se non è presente un trasformatore MT/BT, l'utente deve prevedere una adeguata alimentazione per tutti i locali. Inoltre, deve essere previsto il sistema antincendio nel locale del distributore presso l'utente. Deve essere garantito una ventilazione sufficiente del locale del distributore presso l'utente. L'utente deve fornire le dichiarazioni per la cabina prima della connessione che sono:

- Un certificato di agibilità dei locali
- Un attestato di qualificazione del sistema organizzativo dello stabilimento e del processo produttivo, rilasciato dal consiglio superiore dei lavori pubblici per la produzione in serie dichiarata dei manufatti prefabbricati in c.a. in base al D.M.

14.01.2008 e ai sensi della legge 5.11.1971 n 1086 art.9 attestante l'avvenuto deposito del progetto strutturale ai sensi delle normative vigenti;

- Una dichiarazione rilasciata dal costruttore
- Una dichiarazione rilasciata dal fornitore degli impianti delle rispondenze

Inoltre, l'utente deve fornire un manuale tecnico che contiene il disegno della cabina, la relazione della cella, lo schema dell'impianto di messa a terra e il certificato del sistema di qualità.

5) Componenti elettrici e loro caratteristica

Tutti i dispositivi e circuiti devono avere le caratteristiche di funzionamento a sovraccaricabilità permanente e in transitori equivalenti a quelle nominali e alle correnti massimi di cortocircuito in qualunque punto della rete. In particolare gli interruttori, i sezionatori, TA, TV e trasformatori devono avere le caratteristiche relative a quelle della rete in accordo con il distributore. I trasformatori 3f MT/BT devono essere collegati a triangolo sul primario. Le prescrizioni suddette si applicano all'impianto dell'utente e all'impianto di rete presso l'utente.

6) Dispositivo generale

Il DG può essere realizzato impiegando G.I.S. (gas-insulated switching) o A.I.S. (air-insulated switchgear) da interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura o con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da montare a monte dell'interruttore.

Il sezionatore fisso della linea deve essere conforme alle CEI 62271-102 e quello estraibile alle CEI EN 62271-200.

L'utente deve mantenere costantemente efficienti gli apparati, in particolare quelli del GD. Per i quadri A.I.S. un'ulteriore diminuzione delle necessità di interruzione del cavo di collegamento può essere ottenuto controllando visibilmente lo stato delle terminali dall'esterno. In tal caso, si devono montare le finestre di ispezione nel punto di arrivo della linea. L'utente ha facoltà di utilizzare soluzioni diverse corrispondenti alla presente normativa.

4.3.3 Sistema di protezione del dispositivo generale

I sistemi di protezione devono:

- Garantire l'individuazione delle parti guaste e la loro esclusione
- Essere coordinati opportunamente

L'utente deve seguire le indicazioni del distributore per scegliere i sistemi di protezione considerando le caratteristiche dei collegamenti, l'assetto delle protezioni nella cabina primaria e le caratteristiche dell'impianto di rete preso l'utente e l'impianto dell'utente.

L'utente e il distributore devono mantenere il sistema di protezione in modo di poter agire in occasione di mancati interventi e malfunzionamento di pertinenza del medesimo. Nel caso di malfunzionamento del sistema di protezione dell'utente, il distributore può chiedere la revisione del sistema e adottare provvedimenti necessari. L'utente deve fornire al distributore l'informazione relativo alle segnalazioni di avviamento e scatto delle protezioni, con il riferimento temporale, a disposizione della protezione generale.

I macchinari dell'utente devono resistere alle sollecitazioni dovute ai guasti ed eventuali richiusura provenienti dalla rete oltre ad essere protetti contro la sollecitazioni dovuti ai guasti non coperti dalle protezioni del distributore.

a. Protezione per tutti gli utenti

La linea di alimentazione dell'utente è dotato di protezione di massima corrente di guasto a terra e di fase, in partenza, ma non presso l'utente. Perciò, l'utente deve installare un sistema di protezione con relè di massima corrente di fase e contro i guasti a terra al fine di evitare ripercussioni dovuti ai guasti interni dell'impianto dell'utente sull'esercizio della rete di distribuzione.

Il sistema di protezione del GD è composto da:

- TA di fase e di terra, TV e trasduttori di corrente e di tensione con connessione al relè
- Circuito di apertura dell'interruttore
- Relè di protezione

Le protezioni contro i guasti a terra dell'impianto di utente devono funzionare correttamente a prescindere dello stato del neutro. In quanto, nell'esercizio di una rete a neutro compensato, il neutro potrebbe trovarsi isolato. Il relè del SPG deve realizzare:

- Protezione di massima corrente di fase bipolare a tre soglie, in cui due sono a tempo indipendente e l'ultima è tempo dipendente. Nel seguito si utilizzano i simboli:
 - $I>$ prima soglia, della rivelazione di sovraccarico.
 - $I>>$ seconda soglia, con ritardo intenzionale, della rivelazione di cortocircuito polifase su impedenza.
 - $I>>>$ terza soglia, istantanea, della rivelazione di cortocircuito polifase franco.
- Protezione di I_{0max} a due soglie oppure direzionale di terra a due soglie eI_{0max} a una soglia. Nel caso di I_{0max} si ha; $I_0>$ prima soglia per la rivelazione di guasto fase-terra e $I_0>>$ seconda soglia della rivelazione di guasto doppio fase-terra, nel caso di protezione direzionale di I_{0max} si ha; $67N.S_1$ prima soglia per i guasti fase-terra a neutro compensato e $67N.S_2$ seconda soglia per quelli a neutro isolato.

- Per la PG di utenti attivo con $P > 3\text{MW}$ si deve prevedere uno scatto per effetto della $I_{>>>}$ a un accordo direzionale. Può essere previsto un blocco della soglia di minima corrente che agisce con l'individuazione della seconda armonica. Il SPG può essere costruito con i seguenti metodi:
 - SPG integrato, con un dispositivo integrato che funziona da PG, TA, TV o TO.
 - SPG non integrato, con singoli TO, TA, TV, PG combinati in modi diversi.

La regolazione della PG dipende dalla rete e l'impianto di utente. Il distributore fornisce i valori per le regolazioni minime e ha facoltà di comunicare anche i valori di regolazioni superiori. L'utente potrebbe utilizzare valori di regolazione minime. Per gli utenti con $P > 3\text{MW}$, considerando le caratteristiche della rete, si applicano le seguenti funzioni protettive:

- Protezione di massima corrente di fase: $I_{>}$, operazionali, $I_{>>}$, 250 A e 500 ms e $I_{>>>}$, 600 A e 120 ms. il tempo si riferisce all'estinzione della sovracorrente (livelli di tensione sono 15 kV e 20 kV)
- Protezione di $I_{0\text{ max}}$: per reti a neutro isolato $I_{0>}$, 2 A e 450 ms. senza impiego di 67N.S₁ e S₂. $I_{0>>}$ con 67N.S₂ a 140% di corrente di guasto fase-terra e 170 ms e reti a neutro compensato: $I_{0>}$ a 2 A e 450 ms e $I_{0>>}$ sempre con 67N a 140% della corrente di guasto fase-terra e 170 ms. in alternativa per le reti senza 67N si può usare $I_{0>}$ a 2 A e 170 ms
- Regolazione direzionale di terra; 67N.S₁ con I_0 : 2 A e V_0 : 5 V e settore di intervento: $60^\circ \div 250^\circ$ e t: 450 ms. 67N.S₂ con I_0 : 2 A e V_0 : 2 V e settore di intervento: $60^\circ \div 120^\circ$ e t: 140 ms.

b. Circuiti di comando con l'alimentazione ausiliaria

L'alimentazione della PG e i circuiti di comando del DG devono essere alimentati da una batteria o UPS per almeno un'ora e una bobina di mancanza di tensione per il comando di apertura della PG e di seguito il DG. In alternativa, si può utilizzare una bobina di apertura a lancio di corrente, se lo consentono le caratteristiche della PG.

c. Selettività delle protezioni MT dell'utente

L'utente per avere continuità del servizio può impiegare un sistema di coordinamento delle protezioni che si basa sullo scambio delle informazioni tra qualsiasi soglia della PG e il relè a valle. L'eliminazione selettiva dei guasti polifasi con tale sistema è possibile solo se la parte tra i dispositivi di protezione e DG a valle è realizzato da linee in cavo. Il sistema di coordinamento selettivo che si basa sullo scambio di informazioni tra i dispositivi di protezione dell'utente e quelli della linea, sono in fase di sperimentazione.

d. Limiti sulla sezione di trasformazione MT/BT

I limiti di potenza di ogni trasformatore o più trasformatori sulla stessa sbarra BT con $U_{cc} = 6\%$ e $P_n > 630$ kVA, che l'utente può installare allo scopo di evitare l'intervento di protezione della massima corrente della linea MT che elimina la sbarra BT, deve essere fornito dal distributore. Tale limite non deve essere meno di 2000kVA per le reti 20 kV e 1800 kVA per quelli a 15 kV. L'utente non può montare sezioni di trasferimento che accedono tale potenza massima. Nel caso di incompatibilità delle limitazioni di potenza e limitazioni di utente si può considerare l'alimentazione in antenna con la regolazione di protezione di massima corrente personalizzata.

Per mantenere le correnti di inserzione, l'utente non può montare trasformatori con potenza complessiva maggiore dei limiti sopra indicati. Nel caso contrario, l'utente deve installare i dispositivi che non permettono la contemporanea energizzazione e superamento dei limiti suddetti: qualora, la corrente complessiva di energizzazione supera i limiti previsti, si può installare un blocco con funzionamento basato sull'individuazione della seconda armonica.

e. DG semplificato per trasformatori con $P_n \leq 400$ kVA

Per gli impianti con i trasformatori a $P_n \leq 400$ kVA si può adottare una configurazione semplificata, come si vede nella figura (4.10), con le seguenti indicazioni:

- Quadro MT unico
- Nessun dispositivo installato sulla sbarra MT, tranne quelli mostrati nella figura (4.10)
- Corrente di guasto fase-terra della rete minore o uguale a 50 A
- Trasformatore a valle del montante MT con $P_n \leq 400$ kVA e fusibile con $I_n \leq 50$ A
- Cavo non maggiore di 20 m di lunghezza per la connessione dell'IMS al trasformatore

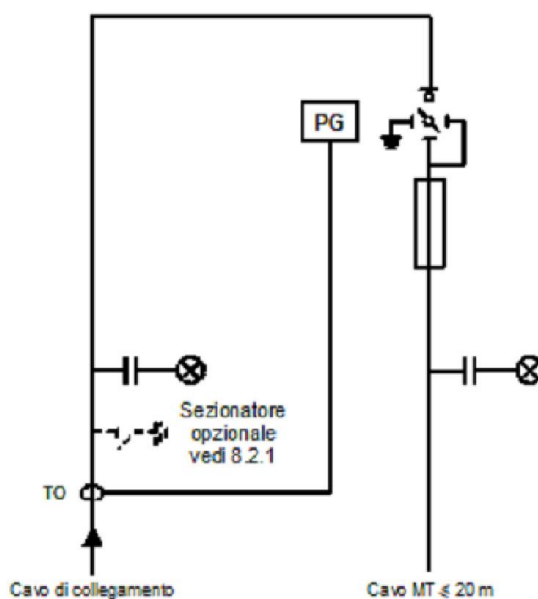


Figura 4.10. DG semplificato con un solo montante MT con un solo trasformatore MT/BT a $P \leq 400$ kVA

f. Impianto con linea in antenna

Gli impianti di utenti passivi con potenza disponibile maggiore di 3 MW e quelli degli utenti attivi a $P_n > 3\text{ MW}$ che non possono essere inseriti normalmente con i limiti previsti, possono essere alimentati in antenna con superamento delle restrizioni circa:

- La consistenza di ogni sezione di trasformazione MT/BT
- La potenza complessiva massima dei trasformatori
- Il tempo di selettività delle protezioni rispetto a quelli del distributore.

4.3.4 Regole di connessione per gli utenti attivi

Gli utenti attivi con potenza complessiva prodotta fino a 30 kW non possono superare la potenza disponibile per la connessione più del 30%.

– Limiti alla generazione da connettere alla rete

La potenza generata complessiva che può essere immessa alla rete a ogni interfaccia AT/MT, senza modificare la struttura dell'interfaccia, è limitata dai possibili inversione del flusso di potenza dalla Media all'Alta tensione. In caso contrario, se tale transitorio supera il 5% del tempo complessivo annuo, si deve installare i dispositivi di protezione e controllo per un sicuro esercizio della rete.

– Schema tipica di connessione dell'utente attivo

La figura (4.11) dimostra uno schema tipico di connessione di un utente attivo. Si deve considerare anche la Norma CEI 0-21 se non in contrasto con la Norma presente.

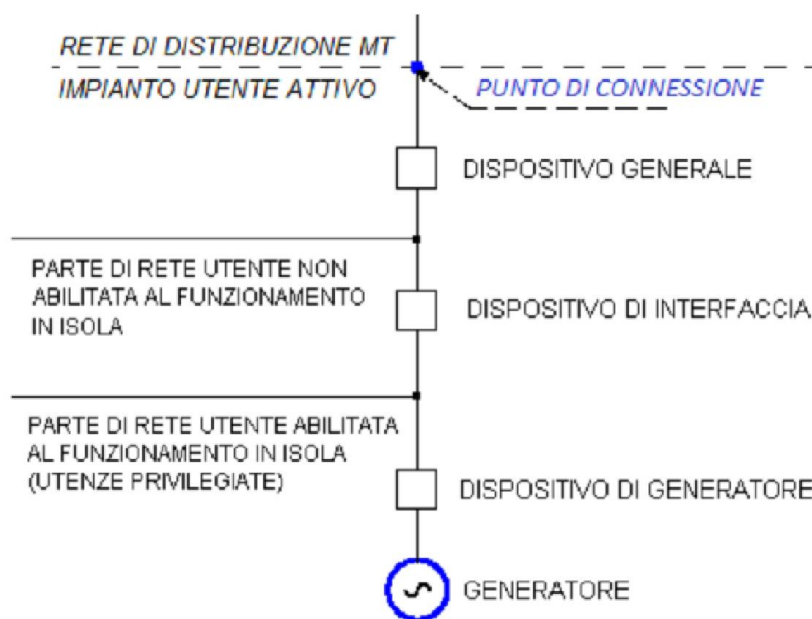


Figura 4.11. schema di principio della connessione di un impianto di produzione

– Dispositivi

Se l'utente attivo è dotato di impianti che possono entrare in parallelo con la rete, deve predisporre un dispositivo di generatore (DDG) che esclude i gruppi di generazione singolarmente dalla rete e dispositivo di interfaccia (DDI) che assicuri sia il funzionamento in parallelo sia l'interruzione di una parte dell'impianto con funzionamento in modo isolato.

Il DG del generatore e d'interfaccia sono installati nell'impianto dell'utente. Il comando di apertura di tale dispositivo deve poter essere effettuato sia automaticamente che manuale.

– Dispositivo di interfaccia (DDI)

Il DDI dell'utente attivo sulla linea MT deve essere costituito da un interruttore tripolare estraibile con sgancio di apertura a mancanza di tensione oppure, un interruttore tripolare con sgancio di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore. Invece sulla linea BT si deve utilizzare un interruttore automatico con apertura a mancanza di tensione dell'operatore. Nei circuiti con più generatori, il DDI deve escludere tutti i generatori contemporaneamente.

– Dispositivo del generatore (DDG)

Il DDG per un gruppo di generazione deve essere costituito da un interruttore tripolare con sgancio di apertura oppure, un interruttore estraibile con sgancio di apertura e un sezionatore installato a monte dell'interruttore. Invece, il DDG per un gruppo di generazione BT deve essere automatico. Il DDG deve essere montato su ogni generatore.

– Presa di carico, sincronizzazione e avviamento

Nel caso di mancanza della tensione di rete non deve essere effettuato il parallelo dell'impianto di generazione e la rete. I valori di frequenza e tensione per il parallelo dell'impianto di produzione sono:

- La tensione di rete per la presa unica deve essere $(90\% \div 110\%) U_n$ per almeno 30 s
- La frequenza di rete prima del parallelo deve stabilirsi nell'intervallo di $49,9 \div 50,1$ Hz per almeno 30 s.

Nell'operazione del parallelo, per quanto riguarda la presa del carico, il gradiente positivo della potenza non deve essere maggiore al $20\% \cdot P_n / \text{min}$.

- 1) Generatore sincrono: l'avviamento e sincronizzazione dei generatori sincroni si effettuano con il motore primo. Per gli impianti con $P_n \leq 400$ kW il parallelo può essere effettuato con:

- $P_n = P_{\text{rete}} \pm 10\%$
- $f_n = f_{\text{rete}} \pm 0,5\%$
- $\varphi \leq \pm 10\%$

- 2) Generatore asincrono: l'avviamento e sincronizzazione dei generatori asincroni fino a 100 kW si effettua con il motore primo o con un motore di lancio elettrico. Per i

generatori con $P \geq 100$ kW per il parallelo del generatore con un motore primo, la velocità di rotazione deve essere uguale alla velocità di sincronismo con una tolleranza di $\pm 2\%$. Invece, con un avviamento da rete, la corrente di avviamento deve essere minore di due volte la corrente nominale del generatore. Fra l'avviamento di un generatore e l'altro deve intercorrere almeno 30 s.

- 3) Generatore full converter (eolico): il parallelo di questi generatori deve essere effettuato con la tensione e frequenza stabili con potenza generata crescente progressivamente.
- 4) Doubly fed induction generator (eolico): l'avviamento e sincronizzazione di questi tipi di generatori si effettuano con il motore primo con la tensione dello statore sincronizzata con quella della rete con una differenza di ampiezza di $\pm 5\%$ e quella di fase a $\pm 5^\circ$.

Il parallelo dei generatori statici è uguale al caso precedente.

– Funzionamento continuativo in parallelo alla rete

Il campo di funzionamento degli impianti di protezione è limitata da valori della tensione e frequenza, nel punto di connessione che sono:

$$90\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n \quad 49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$$

Inoltre, in condizioni particolari, per periodi di durata limitata, essi devono rimanere comuni con una variazione di potenza erogata nei intervalli di:

$$85\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n \quad 47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

- 1) Generatori asincroni e sincroni: per questi generatori le prescrizioni relativi alle tensioni si riferiscono alle tensioni misurate ai morsetti del generatore senza considerare le variazioni transitori e di notevole entità a durata minima di 5s.

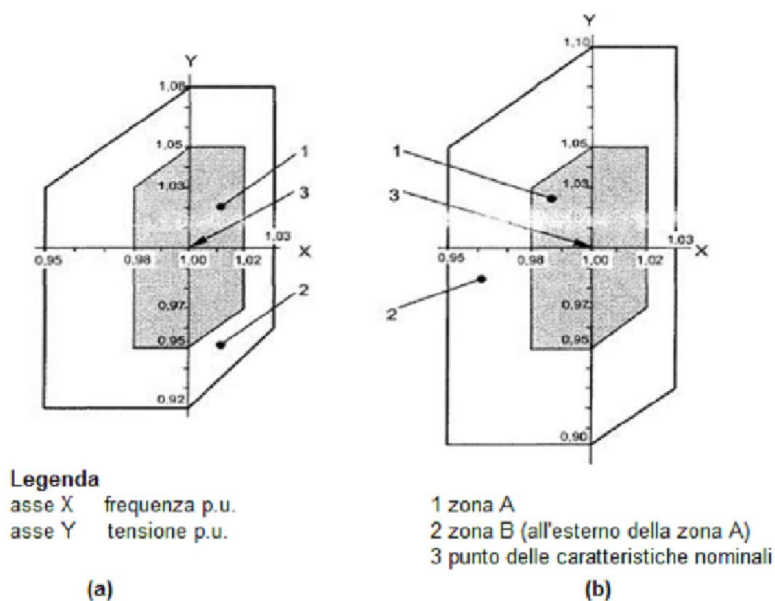


Figura 4.12. valori limiti di tensione e frequenza per a) generatori sincronie e b) asincroni

la figura (4.12.) consente il funzionamento dei generatori rispettivamente sincroni e asincroni in una possibile combinazione della frequenza e tensione con riferimento alle Norme CEI EN 60034-1.

- a) Condizioni nominali (punto 3) servizio continuo a P_n , $\cos \varphi_n$, f_n
 - b) Condizioni normali (zona A) servizio continuo a P_n , $\cos \varphi_n$, $U_n \pm 5\%$ $f = 50 \text{ Hz} \pm 2\%$
 - c) Condizioni eccezionali (zona B) servizio a P_n , $\cos \varphi_n$, per $t < 15 \text{ min}$ a partire dalle condizioni nominali, $U_n \pm 8\%$ e $f = 50 \text{ Hz} + 3\% - 5\%$
- 2) Generatori eolici: per questi generatori sono validi le prescrizioni generali di variazione della frequenza ma per quella della tensione, il limite inferiore dell' 85% deve assicurarlo per $t < 3 \text{ min}$ in condizioni eccezionali.
 - 3) Generatori statici: in condizioni particolari di variazione della frequenza e tensione, il convertitore che garantisce l'interfaccia di rete e generatore deve mantenere la connessione per un tempo indefinito.

– **Impianti di produzione e consumo a scambio di potenza attiva**

È possibile applicare lo scambio di potenza attiva tra l'impianto di utente e rete per impianti di processi industriali che alimentano carichi propri e privilegiati e impianti di cogenerazione dell'utente industriale, commerciale e ospedaliera. Gli impianti devono essere dotati di generatori sincroni per poter passare al funzionamento in isola in presenza dei disturbi. La potenza erogata di scambio della rete in isola non deve superare il 30% della potenza prodotta.

Il SPI deve avere un sistema di regolazione nello stesso relè per consentire una rapida interruzione degli impianti suddetti con le soglie di interventi a:

- Minima tensione (27): 85% t: 0,2 s
- Massima tensione (59): 110% t: 0,1 s
- Minima tensione (81<): 49,8 Hz t: 0,15 s
- Minima tensione (81>): 50,2 Hz t: 0,15 s

– **Requisiti costruttivi dei generatori**

Il funzionamento in parallelo alla MT del generatore a $\cos \varphi \neq 1$ è possibile secondo la curva di capability. Tutti i punti di tale curva sono riferiti alla tensione nominale.

- 1) Generatore sincrono: i limiti di fornitura di potenza attiva dei generatori sincroni sono:
 - Impianto con $p < 400 \text{ kW}$: $\cos \varphi = 0,98$ regolabile in assorbimento di potenza reattiva e $\cos \varphi = 0,9$ in erogazioni, seconda la curva della figura (4.13).
 - Impianto con $p > 400 \text{ kW}$: $\cos \varphi = 0,98$ regolabile in assorbimento e $\cos \varphi = 0,8$ in erogazione di potenza reattiva

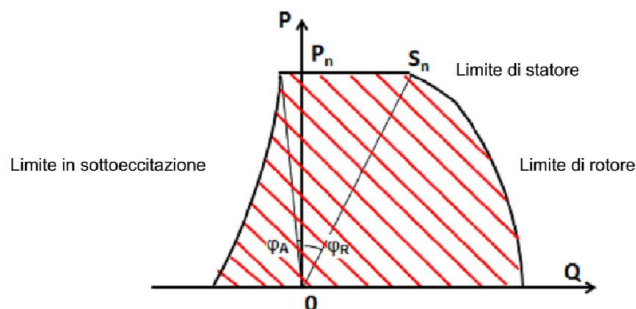


Figura 4.13. curva di capability tipica per un gruppo di generazione.

2) Generatore asincrono: i limiti di assorbimento dei generatori asincroni non autoeccitati sono:

- Impianto con potenza nominale complessiva minore di 400 kW: $\cos \varphi \geq 0,9$ in assorbimento
- Impianto con potenza nominale complessiva maggiore di 400 kW: $\cos \varphi \geq 0,95$ in assorbimento

I limiti sopracitati possono essere soddisfatti con i banchi di condensatori installati a monte del DDI.

3) Generatori eolici: i limiti di fornitura di potenza reattiva dei generatori eolici sono riportati nella figura (4.14). Durante lo scambio di potenza reattiva, non devono esserci variazioni a gradini della potenza reattiva dovuti all'indisponibilità della fonte primaria.

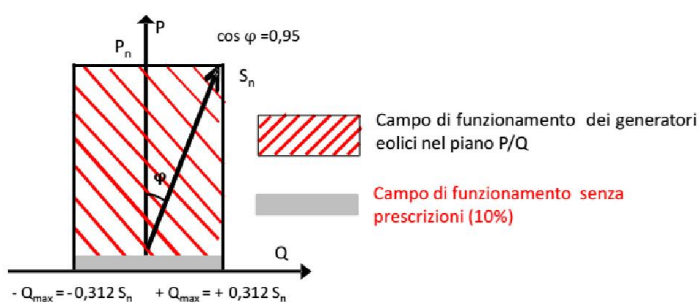


Figura 4.14. capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare)

4) Impianti con generatori statici con potenza complessiva minore di 400 kW: gli inverter devono fornire una capability semicircolare limitata (vedi figura 4.15) con $\varphi = 0,9$. per potenza inferiore a 10% della potenza complessiva nominale, gli scostamenti della potenza attiva, fino a un massimo di 10% S_n sono consentiti

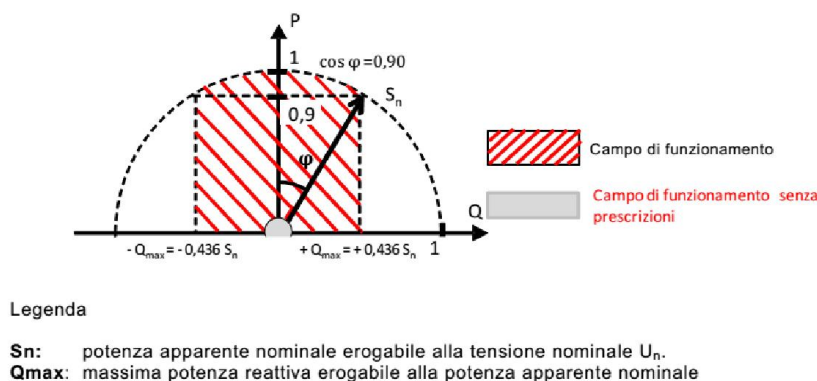


Figura 4.15. capability per i generatori statici in impianti di potenza minore di 400 kW

- 5) Impianti con generatori statici con potenza complessiva maggiore o uguale a 400 kW: come si vede nella figura (4.16) gli inverter devono fornire una curva di capability semicircolare con scostamenti di potenza attiva prodotta come nel caso precedente.

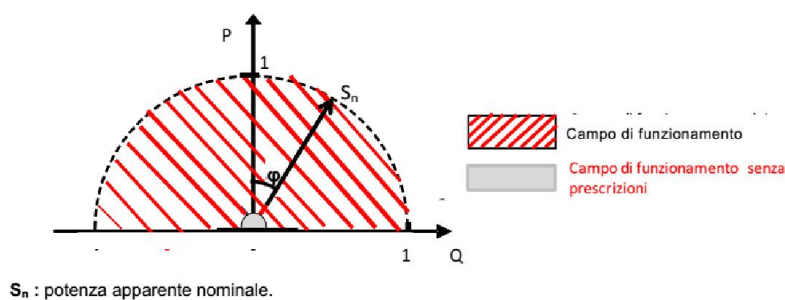


Figura 4.16. capability per i generatori statici in impianti di potenza maggiore di 400 kW

– Insensibilità alle variazioni di tensione

Gli impianti di produzione devono soddisfare i requisiti funzionali FRT (Fault Ride Through) per evitare l'interruzione di servizio in occasione di buchi di tensione.

- 1) Generatore sincrono: l'instabilità ai buchi di tensione è relativo alle caratteristiche costruttive e il sistema di regolazione dell'eccitazione e della velocità. L'interruzione di tali generatori deve avvenire con $U > 70\% U_n$ e $t > 150$ ms.
- 2) Generatore asincrono: il caso dei generatori asincroni è simile a quello precedente tranne, il tempo di attesa per il distacco che non deve essere inferiore ai 400 ms.
- 3) Generatori statici: per evitare il distacco dell'impianto dalla rete, in occasione buchi di tensione, l'utente deve seguire le indicazioni rappresentate nella figura (4.17) per restare connesso alla rete in seguito a qualsiasi guasto polifase.

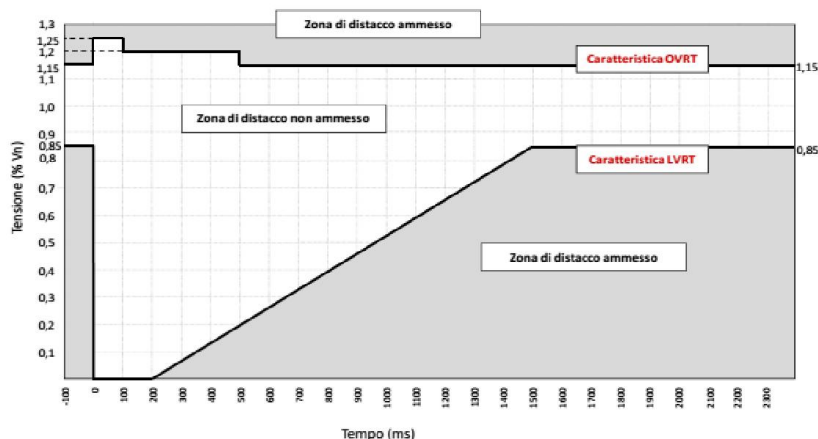


Figura 4.17. caratteristica (V - t): LVRT e OVRT per i generatori statici

- Caratteristiche (V-t) in sottotensione (LVRT): Il generatore non si deve disconnettere nella zona tratteggiata. V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Il generatore deve riprendere l'erogazione di potenza entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione entro (+10% e -15%) U_n con una tolleranza di $\pm 10\%$ della potenza nominale del generatore.
 - Caratteristiche (V-t) in sovratensione (OVRT): il generatore non si deve disconnettere nella zona tratteggiata. Il funzionamento previsto della figura (4.17) deve essere assicurata a fronte di variazioni di una o più tensioni.
- 4) Generatori eolici: in generale valgono le indicazioni per i generatori statici con le differenze che sono dimostrate nella figura (4.18). Nella zona di distacco con LVRT è presente una aria per l'introduzione di un gradino di tensione che è più ampio ($0,3 U_n$; 200 ms) a $0,85 U_n$, i limiti di distacco sono ammessi per una durata di 180 s. la caratteristica di OVRT deve essere assicurato per $+20\% U_n$ con $t > 100$ ms e $+15\% U_n$ con $t > 500$ ms.

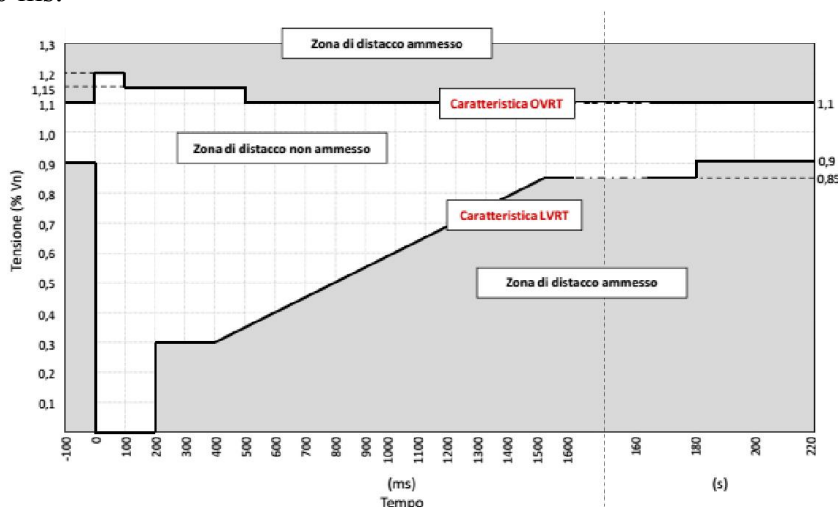


Figura 4.18. caratteristica (V - t) LVRT e OVRT per generatori eolici

– Controllo della tensione

La presenza di un qualsiasi generatore lungo la linea MT alza la tensione nel punto di connessione. La media di tale tensione in un periodo di 10 min deve superare i 110% della U_n , con tensione massima di 120% per più di 0,6 s. le GD devono essere distaccate e per le tensioni maggiori di 110% di U_n devono essere distaccati entro 3 s.

La condizione base di inserzione della potenza è avere la $\cos \phi$ pari a 1. Nel caso di utente attivo con un generatore, i vincoli e le condizioni operative sono garantiti dal normale funzionamento del generatore nell'ambito della curva di capability e nel caso di più generatori, essi sono garantiti dal normale funzionamento di ogni generatore.

– Regolazione della potenza attiva

Il generatore deve essere in grado di modificare la potenza immessa in rete in funzione della tensione. Per le tensioni prossime al 110% deve essere previsto una limitazione automatica della potenza in funzione della tensione.

Nel caso di sovra frequenza, in transitorio, i generatori devono abbassare la potenza attiva per ristabilire la frequenza. Tale sistema è obbligatoria per i generatori statici ed eolici della rete MT. La figura (4.19) mostra le variazioni della potenza generata. L'insensibilità massima dei generatori deve essere minore di ± 20 mHz.

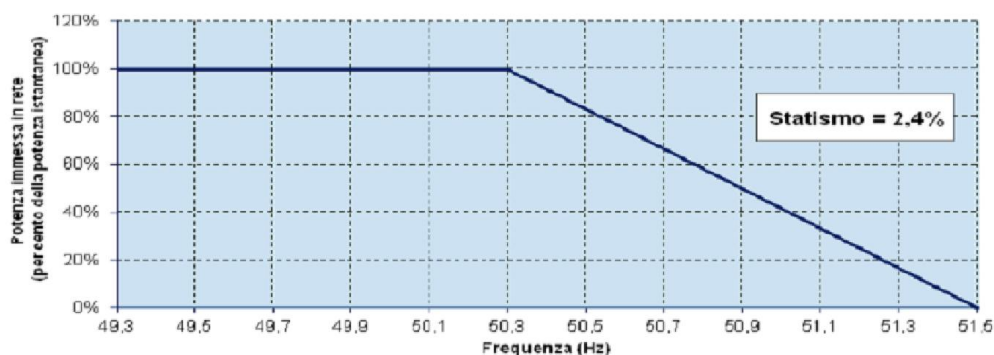


Figura 4.19. regolazione della potenza attiva immessa in rete in condizioni di sovralfrequenza.

Per i generatori sincroni e asincroni con $P \geq 1$ MW la diminuzione della potenza deve avvenire con lo statismo del 4-5% in modo lineare per superare una banda morta regolabile con frequenza intorno alla normale in non più di 10 s. la diminuzione della potenza deve iniziare a $f = 50,3$ Hz. Invece la diminuzione della potenza attiva dei generatori statici avviene per valori di $f = 50 \div 52$ Hz (default 50,3 Hz) con $S = 2 \div 5\%$ (default 2,4%). La diminuzione della potenza immessa deve avvenire in meno di 2 s.

Il livello minimo di potenza raggiunta in fase di ascesa di frequenza non deve essere aumentata finché la frequenza non torna a valore nominale. Il funzionamento dei

generatori eolici è simile al caso precedente tranne per il tempo di risposta (10 s) della riduzione di potenza dalle variazioni di frequenza.

– **Limitazioni della potenza attiva immessa alla rete**

La potenza degli impianti con potenza installata maggiore di 100 kW controllati dalla smart grid e sistema di comunicazione (always on) possono essere diminuiti in occasione di sottofrequenza sulla rete. Durante il cortocircuito nella rete, al fine di sostenere la tensione, al gruppo di generazione può essere chiesto di iniettare una corrente induttiva durante il buco di tensione creato.

– **Separazione dell'impianto di generazione dalla rete**

L'impianto di produzione dell'utente in parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete. In assenza di alimentazione, il parallelo non si deve interrompere automaticamente. In caso di abbassamento di frequenza e tensione oppure mancanza di tensione, il dispositivo di parallelo non deve connettere l'impianto alla rete. L'utente deve installare un dispositivo di interfaccia (DDI) per la separazione d'impianto in caso di:

- Mancanza di tensione di rete
- Guasti sulla linea di MT
- Chiusura manuale o automatica della rete che può causare danni ai generatori.

Gli impianti di protezione devono poter operare in range di frequenza differenziati per due motivi:

- Assicurare il distacco rapido degli impianti in caso di guasto sulla rete.
- Assicurare il mantenimento della connessione in caso di variazione lenta della frequenza.

Il rientro dei generatori dell'utente dopo un intervento di DDI a seguito di un disturbo di rete deve avvenire dopo che la frequenza sia stabilita intorno alla frequenza nominale per un tempo da 0 a 900 s (default 300 s) inoltre, tale rientro può avvenire nel rispetto della soglia di tensione di avviamento e con variazioni graduale di potenza con la stessa rampa di carico in avviamento.

Il SPI associato al DDI deve funzionare con un blocco voltmetrico e devono essere previste le protezioni di massima tensione, minima tensione, massima tensione residua lato MT, massima frequenza, minima frequenza, massima frequenza ritardata e minima frequenza ritardata. La funzione di blocco voltmetrico è basata sulle funzioni di massima tensione residua, massima tensione di sequenza inversa e minima tensione di sequenza inversa. Inoltre, il SPI deve ricevere i segnali del comando di telescatto su protocollo serie CEI EN 61850 certificato A da ISO 9000 o ISO 17025.

Le protezioni di minima tensione e quella di massima tensione devono misurare le tensioni concatenate dal TV-I fra due fasi MT o BT, dal TV-NI fase-terra o dalle tensioni concatenate in BT.

La frequenza deve essere misurato con almeno una tensione concatenata in BT. quando si usano più grandezze di misura, lo scatto deve essere previsto in caso di sia frequenza minima sia frequenza massima. L'utente connesso in antenna può installare una CP al posto di telescatto. Le regolazioni del sistema di protezione di interfaccia sono riportati nella tabella (4.2). Tali valori sono da intendere come valori di default.

Tabella 4.2. regolazione del SPI.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento ⁽⁹⁷⁾	Tempo di apertura DDI ⁽⁹⁸⁾⁽⁹⁹⁾
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 Un	Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s	Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT e 100 ms per apparecchiature BT.
Massima tensione (59.S2)	1,20 Un	0,60 s	
Minima tensione (27.S1)***	0,85 Un	1,5 s	
Minima tensione (27.S2)**	0,3 Un	0,20 s	
Massima frequenza (81>.S1) ◊ (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza (81<.S1) ◊ (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza (81>.S2) ◊ (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza (81<.S2) ◊ (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua (59V0)	5 % Un ^(oo)	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% Un/En ^(o)		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Un/En ^(o)		

** Nel caso di generatori rotanti convenzionali, il valore può essere innalzato a 0,7 Un e $t = 0.150$ s.

*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici.

◊Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Un, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando).

(o) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U_n

(oo) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V_m misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè ($V_m = 3E_n = \sqrt{3}U_n$)

Lo schema logica del funzionamento del SPI e le indicazioni dei segnali di telescatto sono illustrati nella figura 4.20. In transitorio se la porta OR dello sblocco voltmetrico è nello stato zero si ha il funzionamento permanente in soglia permissiva tranne il funzionamento di sblocco voltmetrico 81V. invece, nello stato 1 si ha il funzionamento permanente in soglia restrittiva.

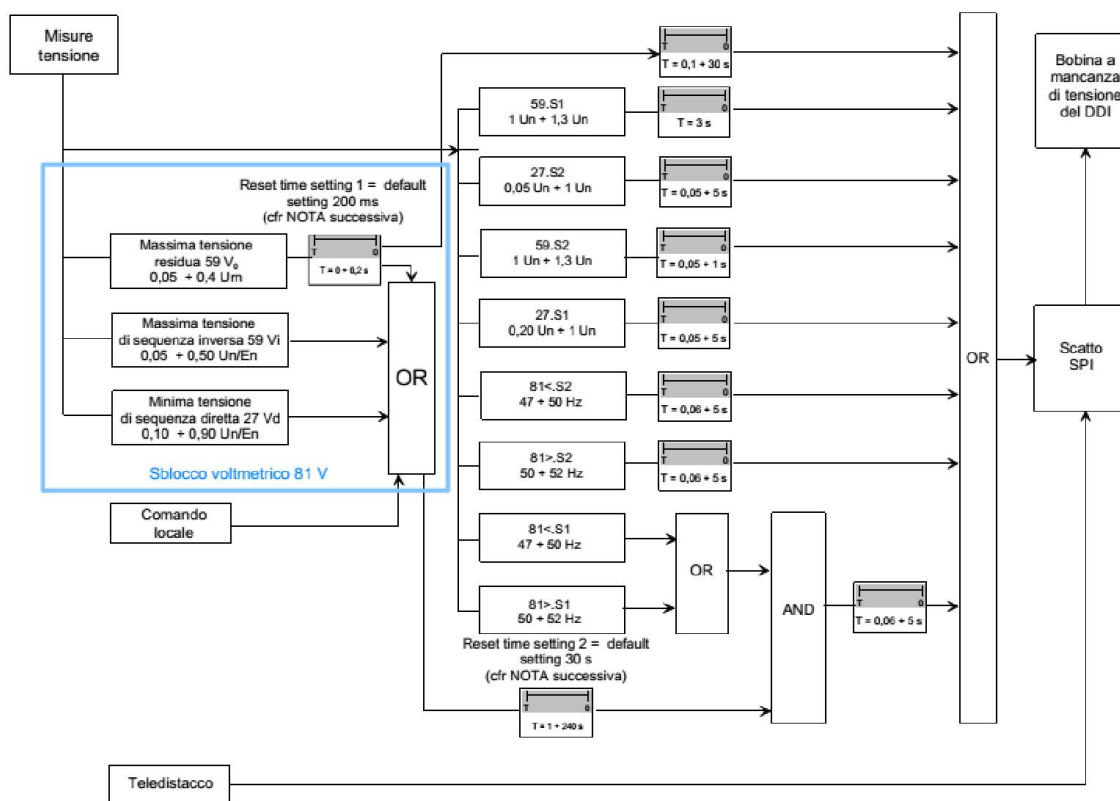


Figura 4.20. schema logico funzionale del SPI.

NOTA:

- Reset time setting 1 = 200 ms serve in caso di arco intermittente, o all'estinzione del guasto, per evitare continui avviamenti e ricadute dell'avviamento 59V0
- Reset time setting 2 = 30 s.
- I trasformatori/trasduttori per la misura della sola tensione residua possono essere posti anche a valle del DDI. In questo caso, il SPI, sulla base del comando di chiusura intenzionale del DDI, deve impostare automaticamente i tempi di intervento delle soglie 81>.S2, 81<.S2, 59V0a 0,20 s per un certo tempo dopo la chiusura del DDI (≥ 30 s). Tale soluzione non è ammessa per i generatori rotanti.
- I trasformatori/trasduttori per la misura della frequenza/tensione devono essere installati a monte del DDI. In caso di trasformatori/trasduttori installati a valle del DDI deve essere prevista la esclusione temporanea della PI con DDI aperto. Per i soli generatori statici, alla chiusura del DDI, la PI deve automaticamente impostare i tempi di intervento delle soglie 81>.S2, 81<.S2, 59V0 a 0,20 s per un certo tempo dopo la chiusura del DDI (≥ 30 s). Ciò implica che il SPI debba avere in ingresso anche la posizione del DDI e, quindi, un ingresso nello schema. Il DDI, a sua volta, deve disporre di contatti ausiliari di posizione liberi da tensione.

Il funzionamento del SPI è sempre in soglia permissiva. In caso di guasto, lo scatto del SPI si ottiene con rete di comunicazione, con teleseccato, oppure con rete di comunicazione fuori servizio, con solo blocco voltmetrico 81V.

Per gli impianti attivi con $P > 400$ kW deve essere previsto un rinalzo (riportando il comando di scatto a un altro dispositivo d'interfaccia) alla mancanza apertura del DDI per la sicurezza dell'esercizio della rete.

Il SPI può essere escluso temporaneamente con l'impianto in isola con un dispositivo che impedisce il parallelo oppure con tutti i generatori disattivati. Se sono presenti più generatori con un unico DDI, i contatti devono essere in serie tra loro. In tal modo l'esclusione di DDI avviene con la disattivazione di tutti i generatori. A seguito di un malfunzionamento le protezioni dei generatori devono arrestare il processo di conversione dei generatori con valori di regolazione selettiva con quelli della SPI. Questa prescrizione si applica alle protezioni di minima tensione, massima tensione, minima frequenza e massima frequenza. Per i generatori sincroni e asincroni convenzionali si aggiungono le protezioni di massima corrente e sottoeccitazione.

Le caratteristiche di TV-I o TV-NI per fornire le grandezze alle protezioni sono:

- Classe di precisione: 0,5-3P
- Fattore di tensione: 1,2 per 30 s per TV fase-fase e 1,9 per 30 s per TV fase-terra
- Prestazioni nominali dei TV-I: maggiore di 5 VA

I TV-I utilizzati a monte del DG devono essere protetti con un IMS combinato con fusibili a $I_n \leq 6,3$ A. l'intervento dei fusibili di protezione dei TV-I, che misurano la tensione concatenata, determina lo scatto del SPI in protezione di minima tensione e nel caso dei TV che misurano la tensione residua, l'apertura del DDI. La protezione del secondario dei TV-I stella-triangolo deve determinare l'apertura del DDI.

La misura di frequenza e tensione si effettuano con uno dei seguenti metodi:

Caso A: TV-I fase-fase a triangolo aperto in MT: nella misura di frequenza a partire dalle tensioni concatenate (obbligatorio) non deve essere impiegato TV-I fase-terra sulla rete MT. In caso di più grandezze di misura lo scatto deve avvenire con minima frequenza e massima frequenza misurati. La tensione si misura a partire dalle tre tensioni concatenate e non si può impiegare i TV-I fase-terra sulla rete MT. Lo scatto è previsto in caso di minima tensione e massima tensione misurati. Per ricavare le tensioni della sequenza dirette e inversa con le misure di tensioni si può utilizzare:

- $V_d = (U_{12} - \alpha U_{23})/2$
- $V_i = (U_{12} - \alpha U_{23})/2$
- $U_d = (U_{12} + \alpha U_{23} + \alpha^2 U_{31})/2$
- $U_i = (U_{12} + \alpha^2 U_{23} + \alpha U_{31})/2$

La tensione residua si misura con tre TV-I stella-triangolo aperto con una resistenza antiferrorisonanza.

Caso B: tre TV-NI fase-terra in MT: la frequenza può essere misurata con la tensione di fase misurata dai trasduttori oppure delle tensioni concatenate calcolate. Lo scatto, con più grandezze di misura è previsto per minima frequenza e massima frequenza misurati. Per le funzioni 27.S1, 27.S2, 59.S1, 59.S2 si deve misurare la tensione concatenata con lo scatto in caso di minima tensione e massima tensione misurati. Le tensioni di sequenze diretta e inversa si possono calcolare con le tensioni misurate dai trasduttori o calcolate interamente al relè con seguenti metodi:

- $Vd = (V1 + \alpha V2 + \alpha^2 V3)/2$
- $Vi = (V1 + \alpha^2 V2 + \alpha V3)/2$
- $Vd = (U12 + \alpha U23 + \alpha^2 U31)/2$
- $Vi = (U12 + \alpha^2 U23 + \alpha U31)/2$

Per misurare la tensione residua si deve ricostruire la stessa all'interno di PI a partire dalle tre tensioni di fase.

Caso C: misura diretta delle tensioni concatenate in BT con tre TV-NI fase-terra o tre TV-I stella-triangolo aperto in MT per misurare la tensione residua: La frequenza deve essere misurata dalla tensioni concatenate BT. In caso di utilizzo di più grandezze di misura lo scatto è previsto per minima frequenza e massima frequenza misurati. Le funzioni 27.S1, 27.S2, 59.S1 e 59.S2 devono avvenire con la misura delle tensioni concatenate con lo scatto per minima tensione e massima tensione misurate. Il calcolo delle tensioni di sequenza diretta e inversa può avvenire con le misure di tensioni in seguenti metodi:

- $Vd = (U12 - \alpha^2 U23)/2$
- $Vi = (U12 - \alpha U23)/2$
- $Ud = (U12 + \alpha U23 + \alpha^2 U31)/2$
- $Ui = (U12 + \alpha^2 U23 + \alpha U31)/2$

La misura della tensione residua deve avvenire dai tre TV induttivi stella-triangolo aperti e una resistenza antiferrisonanza oppure con la ricostruzione della tensione residua all'interno della PI con trasduttori voltmetrici fase-terra. La tensione residua deve essere derivata sulla media tensione; ricavata da tre TV o con TV-NI posti a monte del DDI sulla rete MT.

In relazione Alle funzioni delle protezioni si può adottare una delle seguenti alternative:

- Le tre tensioni secondarie

- Le tensioni dei secondari dei TV collegati a triangolo aperto

In caso di guasto fase-terra i TV devono fornire la tensione nominale all'ingresso delle protezioni. Almeno uno dei dispositivi DG, DDI o DDG deve essere equipaggiato con il dispositivo di controllo del parallelo. Inoltre, deve essere previsto un automatismo per tutti i dispositivi non equipaggiati con il controllo del parallelo, che ne impedisce la chiusura con presenza di tensione a valle.

– **Disponibilità delle grandezze elettriche al punto di connessione**

Il distributore deve fornire la curva equivalente di capability con e senza presenza della fonte primaria, i comandi per il set point della P e Q immessa in rete e le misure della P, Q e V ogni 10 minuti confermato secondo la Norma EN 61000-4-30.

4.4 Regole tecniche di connessione alle reti BT

Nel presente capitolo si definiscono i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata fino a 1 kV compreso. Inoltre, per gli Utenti attivi, si definisce l'avviamento, l'esercizio e il distacco dell'impianto di generazione evitando il funzionamento in isola degli impianti di produzione su porzioni di reti BT. Si definiscono alcune prescrizioni riguardanti gli impianti di generazione funzionanti in servizio isolato sulla rete Produttore.

– **Schemi d'inserimento**

La figura (4.21) mostra gli schemi d'inserimento degli impianti di connessione dell'utente nella rete di distribuzione.

- Schema A: inserimento in antenna da cabina secondaria MT/BT
- Schema B: inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente
- Schema C: inserimento in derivazione a T su linea esistente con sezionatore verso l'utente
- Schema D: inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su linea esistente
- Schema E: inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su linea esistente
- Schema F: inserimento in antenna da cabina secondaria MT/BT di nuova installazione

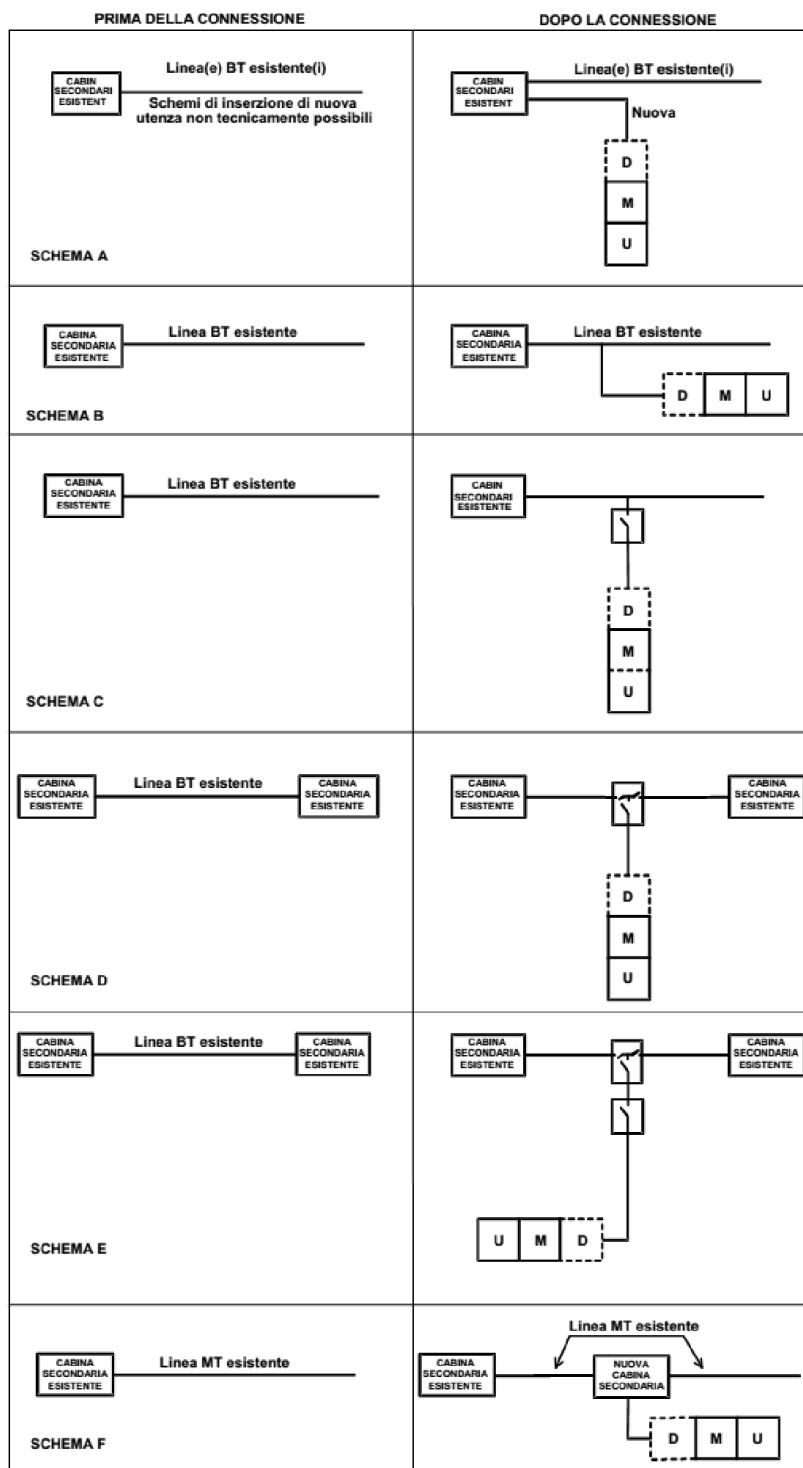


Figura 4.21. schemi di inserimento dell'impianto di utente

– Soluzioni indicative di connessione

La tabella (4.3) dimostra le soluzioni indicative per la connessione alle reti di distribuzione BT.

Tabella 4.3. soluzioni indicative per la connessione alle reti di distribuzione BT

	Potenza ⁽¹⁵⁾ (16) [kW]	Rete	A/F	B	C	D	E
			in antenna da cabina MT/BT	in derivazio ne rigida	in derivazione a T con dispositivo di sezionamento verso l'utente	in derivazione a T da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema D)	in derivazione a T da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema E)
Utenti passivi/attivi	1,5 – 6,6	BTm	–	X	X	–	–
		BT	–	X	X	–	–
	6,6 – 33	BT	–	X	X	X	X
	33 – 100	BT	X	–	X	X	X
	100 - 200	BT	X	–	–	–	X
		MT	nc	nc	nc	nc	nc

Legenda

Potenza:

per gli Utenti passivi si deve intendere la potenza disponibile;

per gli Utenti attivi si deve intendere il massimo tra la potenza in immissione richiesta e la potenza disponibile.

BTm connessione monofase

x: soluzione generalmente utilizzata

–: soluzione generalmente non utilizzata

nc: casistica non considerata in questa Tabella

– Schemi di collegamento dell'impianto per la connessione

A prescindere dalla soluzione di connessione dell'impianto di rete per la connessione si possono avere solo gli schemi presenti nelle figure 4.22, 4.23, 4.24. I dispositivi di misura dell'utente attivo devono essere protetti e collegati a valle del DG. Il distributore può impiegare dispositivi per limitare la potenza prelevata dall'utente in funzione del valore di potenza. Per gli utenti passivi con $P \leq 30$ kW, il distributore fornisce una potenza disponibile maggiore del 10% con un limitatore di potenza (vedi figura 4.22).

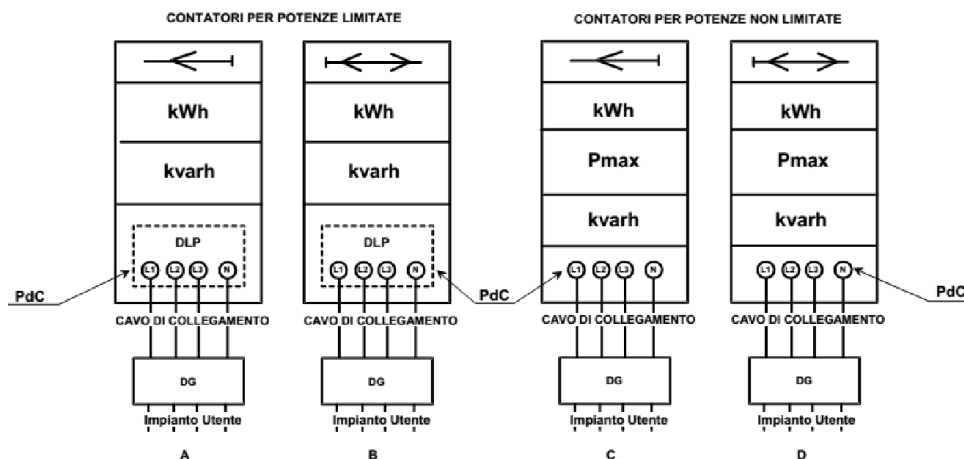


Figura 4.22. schema di collegamento per utenze attive e passive con immissione parziale- misura diretta.

Per gli utenti passivi con $P > 30$ kW, il distributore fornisce il valore richiesto senza installare il DLP come si vede nella figura (4.22), schema C e figura (4.24) schema A. nel caso in cui il distributore rileva sistematici prelievi di potenza massima su base di 15 min, può procedere all'adeguamento contrattuale relativo alla potenza disponibile.

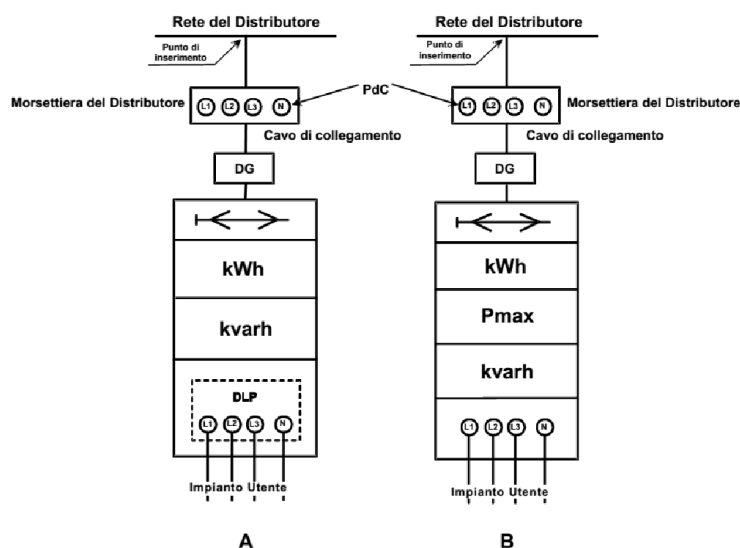


Figura 4.23. schemi di collegamento di utenze con immissione totale dell'energia-misura diretta oltre 20 kW

Gli utenti attivi che si configurano come ponte di immissione devono installare un contatore tele leggibile senza alcun DLP in grado di misurare l'energia immessa su base oraria.

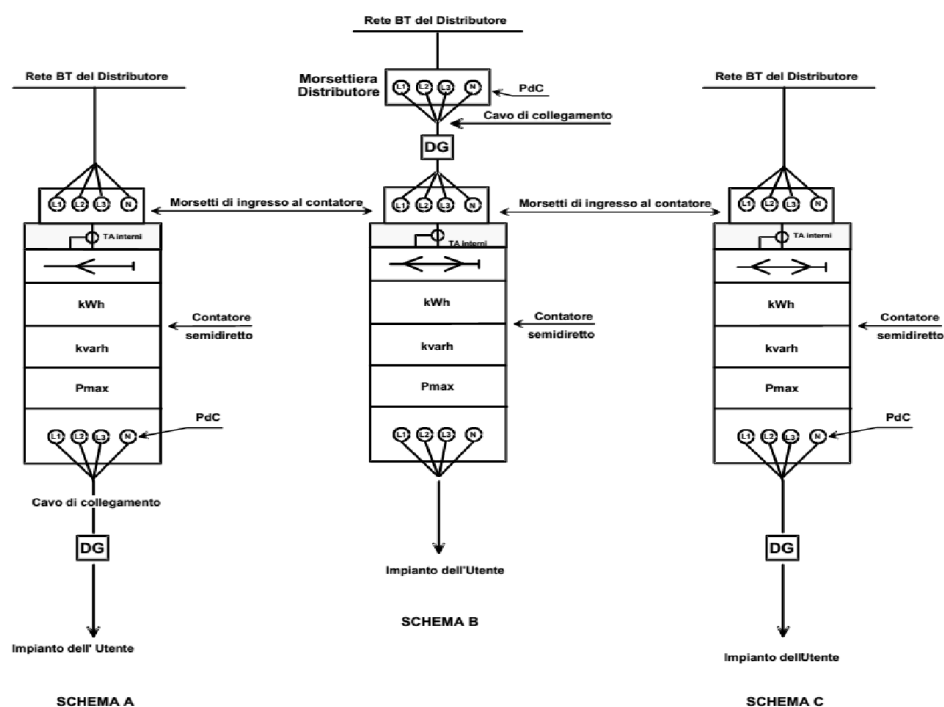


Figura 4.24. schemi di collegamento di utenze con misura semidiretta.

4.4.1 Regole tecniche di connessione comuni per tutti gli utenti

- Punto di connessione: il PdC coincide con i morsetti di valle del contatore per tutti gli utenti tranne per gli utenti attivi con potenza disponibile maggiore di 20 kW; in quest'ultimo caso il PdC coincide con una morsettiera a monte del contatore posto dal distributore. (vedi figura 4.24 schema B). a valle del PdC, le proprietà di competenze funzionali sono dell'utente; a monte sono del distributore.
- Caratteristiche dei componenti: i dispositivi di utente devono essere forniti da produttori con sistema di controllo di qualità certificato. Tutti gli apparecchi devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti di corto circuito e correnti di massima. In particolare, le caratteristiche di interruttori, sezionatori, TA ecc., devono essere selezionati considerando le caratteristiche tecniche della rete.
- Impianti di rete per la connessione: l'installazione, l'esercizio, riparazione e manutenzione dell'impianto di rete per la connessione è di competenze del distributore.
 - Punto di prelievo: l'impianto di rete per il collegamento comprende il contatore e i morsetti a valle del contatore stesso.
 - Punti di immissione: il punto di immissione comprende la morsettiera a monte del contatore. Il produttore è responsabile dell'installazione e la manutenzione dell'impianto e del dispositivo generale.
- Impianto dell'utente per la connessione: l'impianto dell'utente inizia a valle del contatore che rileva l'energia scambiata con la rete di distribuzione. Tale impianto comprende il cavo di collegamento, dispositivo generale e DGL e cavo di lunghezza trascurabile. Il dispositivo generale deve essere costruito dall'interruttore automatico unipolare con potere di interruzione superiore ai valori di corrente di corto circuito. In alternativa può essere impiegato un sezionatore combinato con fusibili.
- Responsabilità per la sicurezza: l'utente e il distributore devono adottare regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori. in particolare, per gli interventi che richiedono la disattivazione dell'impianto di rete o di utente. Nel caso di utenti attivi, si deve prevedere l'individuazione di operatori e organismi. La protezione del cavo di collegamento contro le sovracorrenti è di competenze dell'utente. Tale protezione può essere svolto con DG o DGL. La protezione dell'impianto di rete a monte del PdC e il contatore è di responsabilità del distributore. Per proteggere il cavo di collegamento contro il corto circuito, esso deve avere una lunghezza inferiore a 3 m, deve essere montato in modo da diminuire il rischio di corto circuito e non deve essere installato vicino al materiale combustibile né in impianti con rischio di esplosione o incendio.

- Protezione contro i contatti diretti e sezionamento: la condotta del cavo deve essere senza masse. Qualsiasi dispositivo di manovra dell'utente posto in corrispondenza al PdC deve poter interrompere e chiudere il corto circuito in caso di guasto.
- Manutenzione: il distributore ha facoltà di interrompere il servizio per effettuare manutenzione degli impianti e apparecchi anche senza preavviso, se è necessario per emergenza di rete.
- Caratteristiche dei locali e impianti: l'utente deve fornire spazio dedicato all'impianto di rete per la connessione al distributore. Il locale per l'impianto di rete per la connessione deve avere le dimensioni e caratteristiche adeguate all'impiego. Il locale con complessi di misura deve essere accessibile sia all'utente sia al distributore in condizioni di sicurezza con l'accesso e condizioni igieniche assicurate dall'utente. Il locale dei contatori deve essere ubicato preferibilmente al piano di terra con dimensioni adeguate al numero di contatori. In tale locale non si possono installare i contatori del gas. Il locale deve essere di altezza maggiore di 2 m con l'impianto d'illuminazione adeguato. In caso di involucro installato all'aperto, esso deve essere impermeabile e resistente alle sollecitazioni meccaniche. I dettagli tecnici e costruttivi devono essere forniti dal distributore; l'installazione delle opere a carico dell'utente deve essere concordato con il distributore. In tal caso l'utente deve fornire:
 - Le opere civili per la connessione
 - Cavidotti e pozzetti per la posa dei cavi
 - Locale dei contatori ed eventuale locale per la cabina di trasformazione MT/BT

Il distributore deve realizzare tutte le opere civili in area pubblica per la connessione.

- Locale per trasformazione MT/BT: per le potenze richieste maggiore di 100 kW il distributore ha facoltà di proporre la fornitura MT con le prescrizioni della Norma CEI 0-16 e CEI EN 61936-1. Qualora l'utente chieda la connessione BT a $P > 100$ kW, deve mettere a disposizione del distributore un locale (indicativamente 16 m²) per la cabina secondaria. Tale locale deve essere al confine dell'area dell'utente, se la posizione non è tale, l'utente deve prevedere le opere di scavo e ripristino in proprietà privata. Il centro stella del trasformatore di distribuzione posto dall'utente deve essere connesso a un impianto di terra separato dall'impianto di protezione dell'edificio. L'impianto di terra di cabina per la protezione contro contatti indiretti può essere separato o collegato a quello dell'edificio. Il distributore deve gestire la sicurezza di contatti diretti e può chiedere all'utente di adottare ulteriori provvedimenti. Le soluzioni alternative, quali installazione dei trasformatori sui pali oppure al di sotto del piano stradale, devono essere idonee all'esercizio degli impianti.

- Condizioni aggiuntive per fornitura dell'energia elettrica: il PdC per edifici a ingresso in comune a più unità deve essere centralizzato all'interno dell'edificio dell'utente e concordato con il distributore. In caso di fornitura per più di quattro unità, il distributore può chiedere un posto per installare la cabina di trasformazione MT/BT.
 - Nel caso di nuove costruzioni da vari edifici, l'utente può allestire più locali contatori collegati tra loro. Il numero dei tubi deve essere correlato al numero dei cavi e deve essere concordato con il distributore.
 - I cavidotti devono avere protezioni meccaniche adeguate ed essere posti lungo i corridoi o vani all'interno dell'edificio. Tali cavidotti sono destinati alla posa dei cavi del distributore. Non è consentito il transito dei cavi in cantine, box e zone con pericoli di esplosione o incendio. I cavidotti devono essere accessibili dai pozzetti di servizio e ispezione con dimensioni esterne minime di 0,6 x 0,6 m. I pozzetti devono essere posizionati per ogni nodo e ogni 25/30 m lungo le tratte dirette, cambio direzione o l'altezza all'ingresso dei locali.
- Impianti per l'illuminazione pubblica: questi impianti possono essere collegati alla rete in più punti di connessione. In tal caso a ciascun punto di connessione corrisponde una fornitura da un contatore. L'utente deve prevedere alla connessione dell'impianto con un DG a valle del PdC al più vicino possibile all'impianto al fine di evitare i disturbi sulla rete. L'impianto non deve erogare la potenza reattiva verso la rete. Le seguenti utenze, qualora siano indipendenti da altri utenti, devono essere assimilati agli impianti di illuminazione:
 - Impianto di illuminazione dei monumenti, scali ferroviari, piazzali, edifici artistici ecc;
 - Fari costieri, castelli stradali, semafori e ogni apparecchio di segnalazione stradale
- Impianti delle telecomunicazioni (TLC): generalmente le connessioni degli impianti telefonici, radiotelevisivi e di telecomunicazione sono effettuati con la misura di consumi. Si deve prevedere un unico PdC in uscita del contatore. Nella figura successiva si è portato una connessione per fornitura TLC.

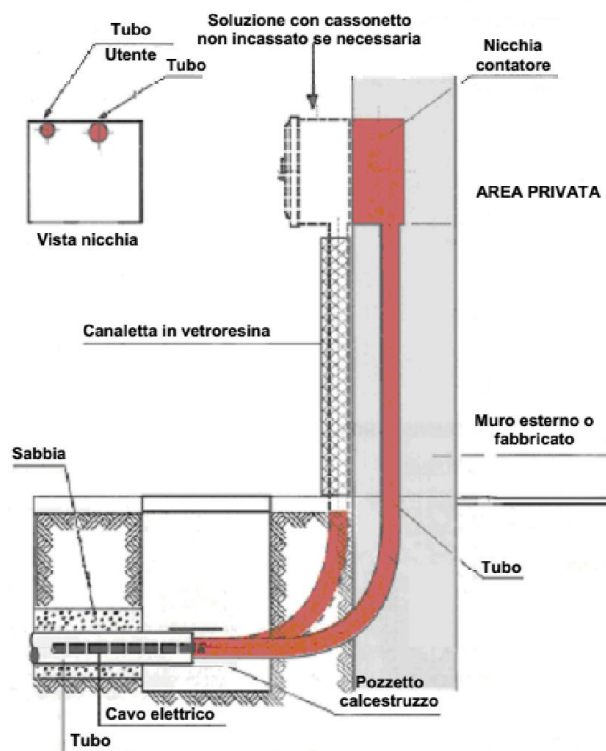


Figura 4.25. nicchia e cassonetto per fornitura TLC

Nel caso di collegamento di ripetitori radio-TV o stazioni radio il contatore è installato o nei locali con gruppi di misura centralizzati o nei contenitori per esterno a cura dell'utente. Nel caso in cui l'utente ritenga necessario, il collegamento del contatore entro un contenitore di sicurezza, deve installarlo purché con chiusura a chiave; la chiave deve essere fornito anche al distributore. Deve essere garantito l'accessibilità permanente ai locali contatori al distributore. Per assicurare la continuità del servizio di telecomunicazione, la limitazione del consumo energetico può essere disattivato anche senza accordo con il distributore.

- Stazioni di carica dei veicoli elettrici: questi impianti possono essere collegati alla rete con più punti di connessione con una fornitura a sé stante per ogni PdC accessibile da strada pubblica. Le prescrizioni per configurazioni di utente attivo di tali stazioni sono in fase di studio.
- Impianti destinati a fornitura temporanea: la fornitura straordinaria dell'energia elettrica alle manifestazioni, feste patrimoniali, politiche, religiose, eventi sportivi, manifestazioni, fiere, cantieri ecc., è tipicamente inferiore ai 30 giorni ma potrebbe essere prolungato anche fino a 12 mesi nei casi rari. Il limite temporale massimo per i cantieri è di tre anni. Nel caso di cantieri, la misura dell'energia elettrica va effettuata nel luogo di utilizzazione. L'utente deve realizzare:
 - Cassetta di protezione del contatore

- Opere civili necessarie per l'eventuale cabina di trasformazione MT/BT
- Dispositivo di protezione e sezionamento

La figura 2.26 dimostra una configurazione per la connessione da linea aerea e da linea in cavo sotterraneo.

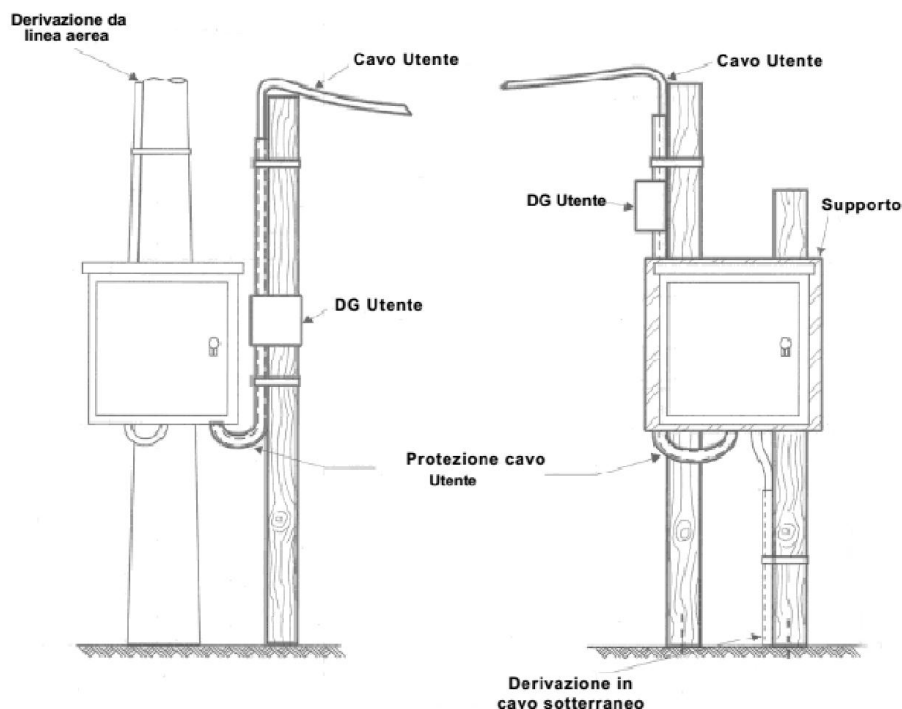


Figura 4.26. fornitura temporanea

Se l'utente accetta di essere alimentato da un punto in prossimità degli impianti esistenti del distributore, il PdC deve essere dislocato dal distributore e l'utente deve prevedere un cavo con guaina per il collegamento del PdC al proprio impianto conforme alla Norma CEI 11-4 per conduttura aerea e Norma CEI 11-17 per conduttura interrata. Per gli impianti a $P \leq 30$ kW il distributore può installare un limitatore della potenza. Nel caso di fornitura non limitata l'utente deve concordare al distributore di controllare l'ordine di grandezza dei prelievi e la durata dell'impianto in funzione. Nel caso l'utente assorbi più potenza rispetto a quella richiesta in fase di connessione si adattano i provvedimenti vigenti.

- **Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi**
- Neutro consegnato dal distributore: il neutro della rete non deve essere interrotto nel funzionamento in isola dell'impianto utilizzatore. Nel funzionamento in parallelo dall'impianto con la rete, il neutro non deve essere messo a terra.
- Schema e dispositivi di connessione dell'utente: la figura 2.27 seguente dimostra uno schema generale per la connessione degli impianti alla rete BT.

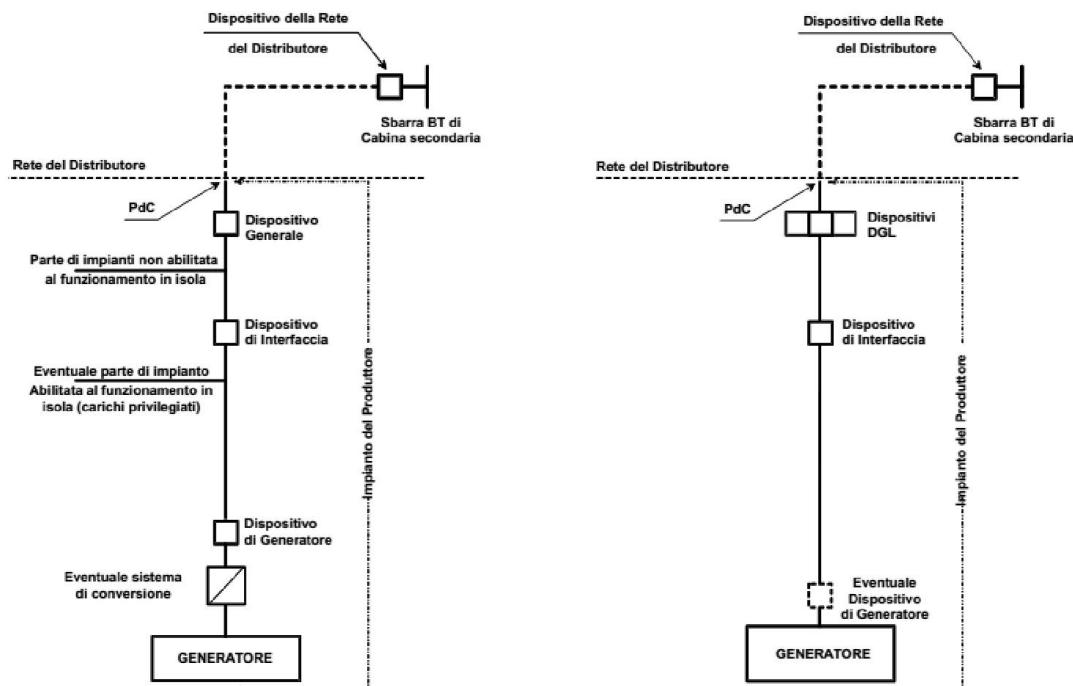


Figura 2.27. rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete

- Dispositivo generale (DG): nel caso di guasto, il DG a valle del PdC separa l'intero impianto dell'utente dalla rete. In alternativa può essere installato fino a tre DGL. Il dispositivo generale deve escludere l'impianto solo nel caso di guasti sull'impianto dell'utente e non si deve aprire per guasti a monte dell'impianto. Il DG deve aprire con la corrente minima del corto circuito.
- Dispositivo di interfaccia (DDI): il DDI evita l'alimentazione della rete da parte dell'utente nel caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete. In caso di guasto o variazioni inaccettabili della frequenza o tensione evita che l'utente possa alimentare il guasto o la rete. Inoltre, il DDI evita il danneggiamento dei generatori in richiusura di interruttori sulla rete. Il DDI non è in grado di garantire l'assenza di richiusura con generatore in discordanza di fase. Nei generatori tradizionali, si può impiegare altre protezioni in funzione del tempo di attesa alla richiusura e caratteristiche specifiche del generatore stesso. Per i generatori statici, l'assenza del danneggiamento dovuto alla richiusura in discordanza di fase deve essere garantito dall'inverter. In assenza dei carichi privilegiati il DDI può coincidere con il DDG. Negli impianti con più generatori si deve impiegare un unico DDI che esclude tutti i generatori contemporaneamente. Si possono utilizzare più DDI con un unico sistema di protezione di interfaccia che agisce in logica OR. Negli impianti con $P \leq 20$ kW possono essere presenti fino a tre DDI ognuno con la propria PI senza funzionamento in OR.
- Rincalzo in caso di mancanza di apertura del DDI:

Per gli impianti con $P > 20$ kW si deve prevedere un dispositivo del ricalzo al DDI che può essere un DG oppure un DGL. Si può ottenere la funzione del ricalzo al DDI dal comando di apertura della bobina a mancanza di tensione o a lancio di corrente oppure altro mezzo in grado di garantire l'esclusione dei generatori in mancanza di apertura del DDI. Negli impianti con l'inverter dotato di un DDI interno è ammesso che questo assuma la funzione ricalzo al DDI. Per impianti con $P > 20$ kW tra il generatore e la rete devono esserci almeno due dispositivi per la protezione di interfaccia di cui, uno funziona da DDI e l'altro da ricalzo al DDI.

- Dispositivo di generatore (DDG): il compito del DDG è separare il generatore dell'impianto di produzione garantendo:
 - L'avviamento e l'esercizio del generatore in condizioni ordinarie
 - Intervento coordinato del DDI, DDG e DG in caso di guasto sulla rete
 - La protezione dell'impianto di generazione contro i guasti
 - Intervento coordinato del DDG e protezione dei carichi contro i guasti nell'impianto e funzionamento in isola.

L'esclusione del generatore può prevedere esclusione della protezione di interfaccia se sono previste. Le protezioni del generatore agiscono sul dispositivo del generatore. Il DDG deve poter interrompere le correnti di guasto del generatore.

- Connessione alla rete di distribuzione: il limite di potenza complessiva per gli utenti collegati alla rete con un sistema di distribuzione monofase è 6 kW. Il distributore ha facoltà di elevarla fino a 10 kW. Gli impianti di generazione connessi alla rete trifase possono utilizzare i generatori monofasi con potenze equamente ripartite sulle fasi.
- Squilibrio permanente: negli impianti trifase, si ammette l'installazione di più generatori monofase a condizione di non superare il limite dello squilibrio permanente LSP, intesa come differenza tra fase di potenza maggiore e quella con la potenza minore.
- Squilibrio transitorio: qualora sia previsto uno squilibrio maggiore del LSP, si deve impiegare un sistema che riporti lo squilibrio di potenza al di sotto del limite previsto. Tale sistema deve scollegare l'impianto dopo un massimo di tre minuti con lo squilibrio tra 6 kW e 10 kW e un minuto con lo squilibrio superiore i 10 kW.
- Funzionamento dell'impianto di generazione:
In questo paragrafo si definiscono i criteri di avviamento degli impianti di generazione che possono funzionare in parallelo con la rete di distribuzione. In caso di mancanza

della tensione di rete o di valori di tensione e frequenza sulla rete bassa tensione non compresi entro i valori stabiliti dal distributore, l'impianto di produzione non deve poter funzionare in parallelo con la rete stessa.

- A) Avviamento e sincronizzazione dei generatori asincroni direttamente connessi: l'avviamento e sincronizzazione dei generatori asincroni con $P \leq 20$ kW possono avvenire con il motore primo o motore elettrico di lancio, utilizzando il generatore stesso. Se a seguito dell'intervento delle protezioni SPI viene aperto il DDI o DDG, si deve prevedere un tempo di attesa di almeno 180 s trascorsi dall'istante in cui i parametri elettrici controllati dalle suddette protezioni hanno riacquisito i valori nominali, prima di richiudere il DDI o il DDG.
- B) Avviamento e sincronizzazione di generatori sincroni direttamente connessi: l'avviamento e sincronizzazione di questi generatori deve essere effettuato con il motore primo. Il DDI o DDG può essere chiuso con la tensione e frequenza dell'impianto di generazione pari a quelle della rete con una tolleranza di rispettivamente $\pm 10\%$ e $\pm 5\%$ e una differenza di fase tra la tensione dell'impianto e quella della rete, minore o uguale a $\pm 15^\circ$. Se a seguito dell'intervento delle protezioni SPI viene aperto il DDI o DDG, si deve prevedere un tempo di attesa di almeno 180 s trascorsi dall'istante in cui i parametri elettrici controllati dalle suddette protezioni hanno riacquisito i valori nominali, prima di richiudere il DDI o il DDG. La definizione dei criteri di avviamento degli impianti di generazione connessi indirettamente che possono funzionare in parallelo alla rete, è stata aggiunta di recente alla Norma CEI 0-21 e sarà presa in considerazione nel prossimo capitolo.
- C) Funzionamento in parallelo di breve durata: il funzionamento in parallelo di durata breve è consentito per qualsiasi impianto di generazione purché la durata del parallelo non superi 30 s per gli impianti trifase e 10 s per quelli monofase tramite relè temporizzatore. Se il parallelo nei casi particolari supera i 30 s ma fino a 30 minuti, si deve prevedere una PI che agisce sull'interruttore del generatore con le regolazioni riportate nella tabella successiva.

Tabella 4.4. regolazione per la PI per prove periodiche di generatori di emergenza.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59)	1,15 Vn	Senza ritardo intenzionale
Minima tensione (27)	0,7 Vn	0,4 s
Massima frequenza (81 >)	50,3 Hz	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza (81 <)	49,7 Hz	Senza ritardo intenzionale

- D) Funzionamento in isola su carichi privilegiati: in assenza di ulteriori prescrizioni, si consigliano le funzioni seguente per azionare il dispositivo del generatore.

Tabella 4.5. regolazioni per la rete in isola.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59)	1,1 Vn	Senza ritardo intenzionale – 0,1 s
Minima tensione (27)	0,8 Vn	5 s
Massima frequenza (81 >)	52 Hz	1 s
Minima frequenza (81 <)	48 Hz	5 s

Negli impianti di generazione si deve installare un interblocco tra il DDG e un interruttore in grado di separare l'impianto per evitare il funzionamento in parallelo con la rete. L'interruttore può essere realizzato elettricamente e meccanicamente oppure con un interblocco elettrico come si vede nella figura 4.28.

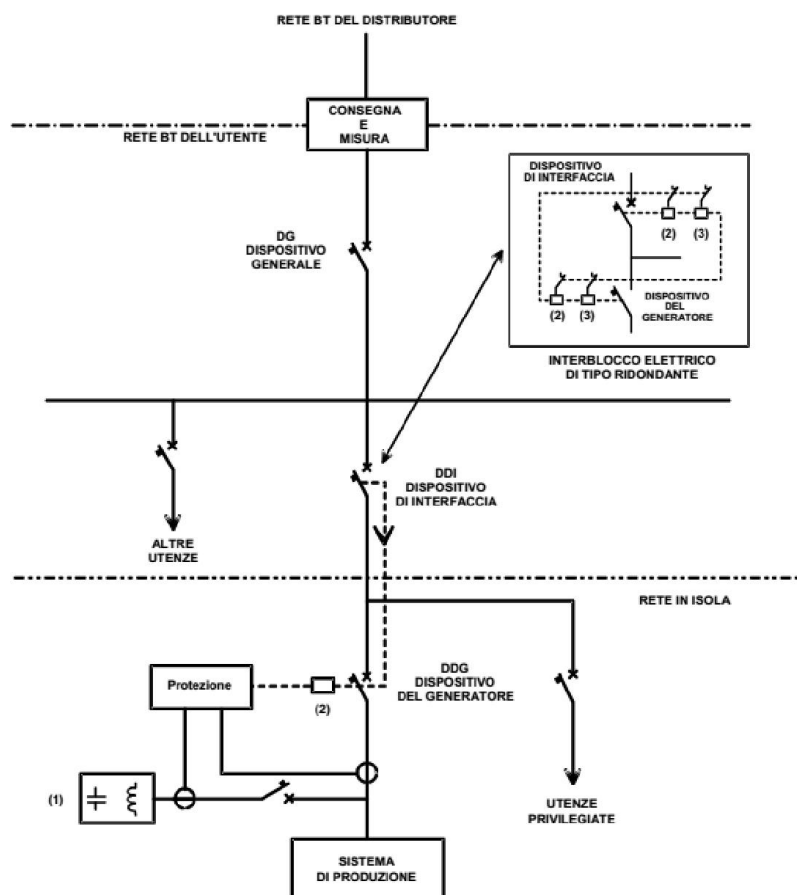


Figura 4.28. sistema di produzione in isola con interblocco elettrico o meccanico o elettrico ridondante

Per evitare l'interruzione del servizio nel cambio di assetto della rete è ammesso il parallelo transitorio, con un sistema automatico tra l'alimentazione di riserva e la rete.

- E) **Requisiti dei generatori e l'immissione di corrente continua:** Gli impianti di generazione indirettamente connessi alla rete, nel funzionamento a regime, devono evitare l'immissione di corrente con componente continua maggiore allo 0,5% I_n realizzando un trasformatore funzionante a frequenza di rete oppure un sistema di protezione sensibile alla componente continua della corrente. Il sistema deve separare l'inverter dalla rete intervenendo sul DDG in 1 s se la componente continua della corrente è maggiore di 0,5 I_n e in 200 ms se la componente continua è maggiore di 1 A.
- F) **Requisiti degli impianti di immissione di potenza reattiva:** gli impianti in parallelo alla rete BT devono essere realizzati con una o più delle seguenti tipologie:
- Macchina sincrona e asincrona senza autoeccitazione a $P \leq 6 \text{ kW}$ con fattore di potenza istantanea minore a 0,9 in assorbimento di reattivo.
 - Macchina sincrona a $P > 6 \text{ kW}$ con fattore di potenza istantanea compreso tra 0,98 in assorbimento e 0,9 in erogazione di reattivo e macchina asincrona senza autoeccitazione a $P > 6 \text{ kW}$ con fattore di potenza istantanea pari a 0,95 sia in erogazione sia in assorbimento di reattivo.
 - Inverter in impianti con $P \leq 3 \text{ kW}$ con fattore di potenza istantanea pari a 0,98 e quello a $P > 3 \text{ kW}$ con $\cos\phi = 0,95$ in erogazione e assorbimento di reattivo.
 - Inverter in impianti con $P > 6 \text{ kW}$ con $\cos\phi = 0,9$ in erogazione e in assorbimento di reattivo.

Per gli inverter con potenza maggiore di 6 kW, il requisito suddetto è applicabile nella figura successiva in cui è mostrato una capability rettangolare e una triangolare. Nei punti di funzionamento compreso nella capability triangolare si assume convenzionalmente che l'erogazione e assorbimento della potenza reattiva avviene allo scopo di evitare le variazioni di tensione causata dall'immissione della potenza reattiva. Invece, nei punti tra capability triangolare e quello rettangolare, l'impianto assorbe o eroga potenza reattiva con lo scopo di fornire un servizio di rete. Generalmente l'iniezione della potenza avviene a $\cos\phi = 1$. Il funzionamento a $\cos\phi \neq 1$ deve essere possibile con logiche e leggi di controllo locale e da remoto.

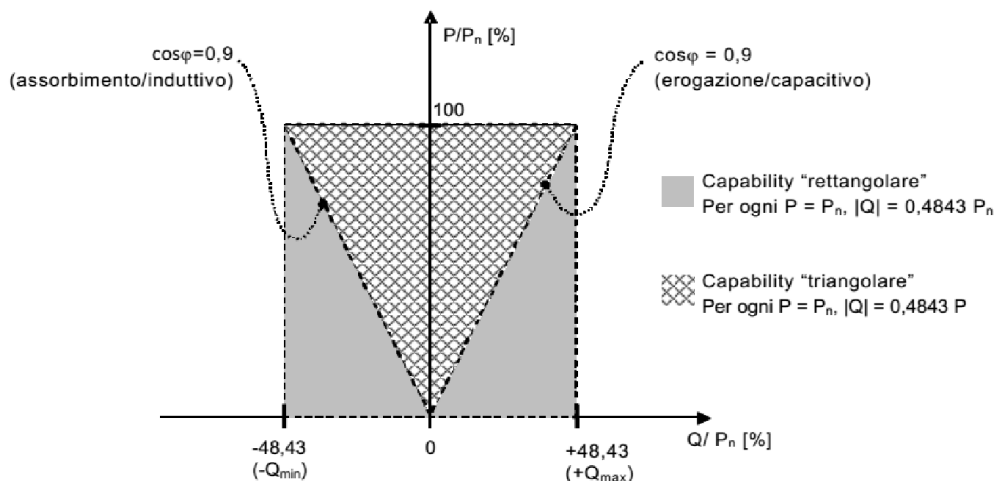


Figura 4.29. curve di capability triangolare e rettangolare per inverter in impianti con P superiore a 6 kW

- G) Condizioni di funzionamento in parallelo: il funzionamento in parallelo si deve interrompere automaticamente agendo sul dispositivo di interfaccia, senza ritardo intenzionale, in assenza di alimentazione della rete, in caso di guasto al DDI e con valori di tensione e frequenza non compresi entro i valori riportati nella tabella 5.1. Il funzionamento in parallelo non deve creare perturbazioni sulla rete, al fine di mantenere il livello di qualità del servizio.
- Servizio di rete: per evitare il degrado del servizio della rete, gli utenti attivi devono rispettarle seguenti prescrizioni:
 - Insensibilità agli abbassamenti di tensione: l'impianto di generazione con generatori statici e potenza complessiva maggiore di 6 kW deve essere in grado di soddisfare i requisiti rappresentati nella figura 4.30 Per evitare la separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione. Tali requisiti sono indicati con LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through).

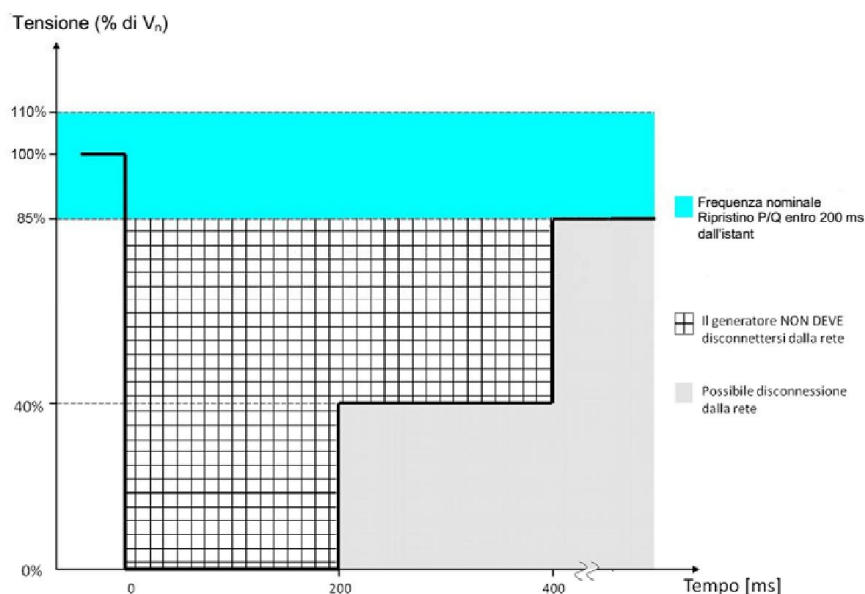


Figura 4.30. requisiti per LVFRT

- Partecipazioni al controllo della tensione: le prescrizioni del presente paragrafo si applicano ai generatori sincroni direttamente connessi e ai generatori statici. La presenza dei generatori lungo la linea BT aumenta la tensione nel PdC. La media del valore efficace di tale tensione non deve superare il 110% della tensione nominale. Per rispettare i valori suddetti è necessario che per la tensione maggiore del 110% della tensione nominale con $t > 0,2$ s, i GD siano distaccati dalla rete. Inoltre, se il valore medio della tensione misurata in un intervallo di 10 min supera il 110% della tensione nominale si devono distaccare le unità di GD entro 3 s. con la tensione di rete prossimo al 110% della tensione nominale, le unità GD devono assorbire la potenza reattiva contribuendo alle limitazioni della tensione misurata. Le unità di GD con $P > 6$ kW possono contribuire a una regolazione centralizzata in presenza di un opportuno sistema di comunicazione. In tal caso devono assorbire potenza reattiva in prossimità del 110% V_n ed erogare in prossimità del 90% V_n .
- La limitazione di potenza attiva erogata dall'utente può essere effettuata su un comando del distributore oppure in maniera automatica per le tensioni prossime al 110% V_n e in caso di transitorio di frequenza sulla rete.

– **Sistema di protezione**

Il sistema di protezione generale per gli impianti di generazione deve essere quello indicato per gli utenti passivi.

– **Sistema di protezione di interfaccia (SPI)**

Se il SPI è installato sul lato BT dell'utente connesso alla MT con potenza maggiore di 30 kW, si applica comunque la Norma CEI 0-16. Tale sistema, agendo sul DDI, realizza la protezione di massima/minima frequenza e massima/minima tensione prevedendo la capacità di ricavare segnali finalizzati a comando di scatto e presenza rete dati (per abilitare le soglie di frequenza) su protocollo serie CEI EN 61850 con certificato di livello A da ente ISO 9000 o ISO 17025. La protezione di massima/minima tensione nel sistema trifase, devono avere in ingresso le grandezze proporzionali alle tre tensioni concatenate BT. E quelle di massima/minima frequenza devono avere le grandezze proporzionali almeno a una tensione concatenata.

Le regolazioni delle protezioni è compito dell'utente secondo la Norma CEI 0-21. Tenendo conto dei valori di regolazione e dei tempi di intervento, per tutti i tipi di guasti sulla rete, generalmente si ha l'intervento del relè di frequenza mentre i relè di tensione si utilizzano prevalentemente per il rincalzo.

Il SPI deve essere realizzato con un relè di protezione per gli impianti di generazione con potenza complessiva maggiore di 6 kW oppure un dispositivo integrato nel

convertitore statico o un relè di protezione per gli impianti di generazione con potenza complessiva fino a 6 kW. Il relè di protezione e il dispositivo integrato devono essere verificabili durante il funzionamento del sistema di protezione di interfaccia.

- Esclusione temporale del SPI:

Il SPI realizzato con un relè esterno, può essere escluso temporaneamente se tutti i generatori scollegati oppure l'impianto dell'utente è "in isola" e il dispositivo generale è bloccato in posizione aperto in modo da impedire il parallelo tra l'impianto di generazione e la rete.

– **Sistema di protezione del generatore**

nel caso di malfunzionamento o guasto nell'impianto di produzione dell'utente, le protezioni degli impianti di generazione hanno il compito di distaccare i generatori senza compromettere l'integrità dell'apparecchiatura dell'impianto.

– **Regolamento di esercizio**

Il distributore prevede un regolamento da seguire dall'utente che contiene:

- a) Condizioni generali
- b) Verifiche preliminari al collegamento e alla messa in servizio
- c) Modalità di esecuzione e collegamento
- d) Manutenzione e verifiche
- e) Eventuale esercizio in transitorio
- f) Sicurezza elettrica e riferimenti operativi

– **Documentazione tecnico del punto di connessione dell'utente**

L'utente attivo deve fornire al distributore, prima della connessione alla rete, le seguenti documentazioni:

- a) Schema unifilare dell'impianto e modalità di connessione
- b) Schemi funzionali del sistema di protezione, controllo e comando
- c) Stato del segnale locale
- d) Dichiarazione di conformità dell'impianto
- e) Attestazione dell'adempimento degli obblighi informativi rilasciata dal TSO

Capitolo 5

Nuove regole di connessione degli utenti alla rete BT

In questo capitolo sono state analizzate le nuove regole di connessione già introdotte nell'ultima versione della Norma CEI 0-21.

5.1 Caratteristiche strutturali delle reti di distribuzione

– Livelli di tensione

La tensione monofase nominale nella rete BT è di 230 V e quella trifase è di 300 V a frequenza nominale pari a 50 Hz ma in alcune porzioni della rete si ha ancora una tensione nominale differente. Nel seguito si fa riferimento al livello di tensione 230/400 V.

Le variazioni dell'ampiezza di tensione al punto di connessione dell'utente (Point Of Delivery, POD) non devono superare $\pm 10\%$ secondo i limiti temporali e le specifiche di misura fornita dalla norma CEI EN 50160.

– Stato del neutro

Il neutro della rete BT del distributore è collegato direttamente a terra. L'utente non può ne impiegare il neutro come conduttore di protezione ne collegarlo alla terra di protezione del proprio impianto. Il sistema impiegato è di tipo TT (vedi figura 5.1).

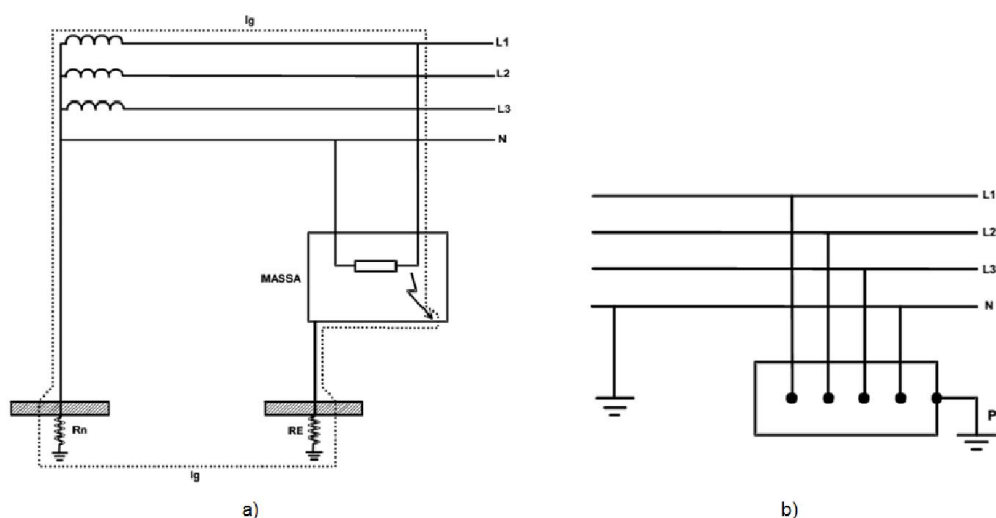


Figura 5.1. sistema di distribuzione TT a) schema reale b) schema di principio

Per garantire il corretto intervento della protezione differenziale è necessario che la resistenza della messa a terra del neutro da parte del distributore sia minore di $180\ \Omega$. Se si rileva che il superamento del limite di $180\ \Omega$ impedisce il funzionamento delle protezioni differenziali dell'utente, la sussistenza di tale condizione deve essere verificato dal distributore su richiesta dell'utente.

5.1.1 Regole di connessione per tutti gli utenti

– Punto di connessione

Il punto di connessione per gli utenti con potenza disponibile in immissione maggiore di 20 kW e immissione totale dell'energia prodotta coincide con una morsettiera posta dal distributore a monte del contatore. Per tutti gli altri utenti, il PdC coincide con i morsetti a valle del contatore.

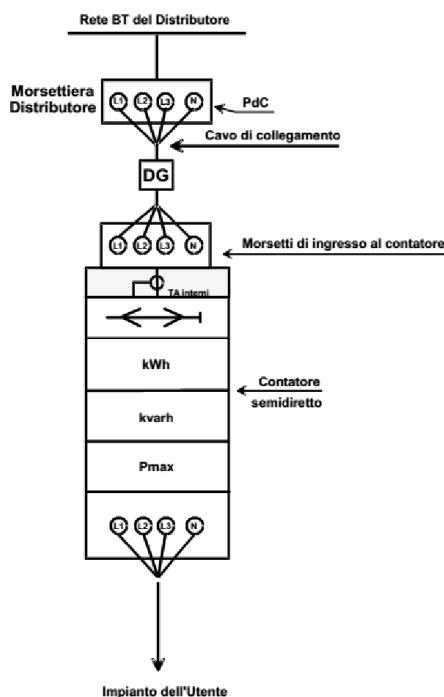


Figura 5.2. schema di collegamento per l'utente attivo

Il distributore deve installare i contatori dell'energia prelevata dall'utente passivo e fare le manutenzioni. Inoltre, deve rilevare e registrare le misure dell'energia elettrica immessa dal produttore e prelevata dall'utente passivo.

I componenti relativi all'impianto di utenza, ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete, quali il dispositivo generale, il dispositivo di interfaccia e il sistema di

protezione di interfaccia, devono essere forniti da produttori con sistemi di gestione per la qualità certificato.

– **Punto di prelievo e d'immissione**

Per il punto di prelievo, l'impianto di rete per la connessione comprende il contatore e la morsettiera a valle del contatore stesso.

Per il punto di ammissione, convenzionalmente, l'impianto di rete per la connessione comprende la morsettiera a monte del contatore e il produttore deve installare il contatore e il dispositivo generale dell'impianto e fare le manutenzioni. In tal caso il distributore deve poter aggiungere un sigillo sull'involucro che contiene la morsettiera.

– **Spazio per la trasformazione MT/BT**

Per potenza richiesta al di sopra di 100 kW il distributore ha facoltà di proporre la sola fornitura MT al richiedente, al di sotto di tale limite invece il distributore ha comunque facoltà di proporre entrambi le soluzioni MT o BT.

– **Impianti di forniture temporanee**

In caso di fornitura di potenza senza limitazioni, l'utente deve concedere al distributore di controllare l'ordine di grandezza dei prelievi; in caso il valore assorbito così determinato risultasse maggiore della potenza richiesta dall'utente in fase di connessione, si utilizzano i provvedimenti vigenti. Qualora l'impianto sia dotato di dispositivi che costituiscono un carico costante il cui impiego sia controllato da apparecchiature di accensione e spegnimento comandati da interruttori automatici orari, installati dall'utente, si deve definire anche il numero delle ore del consumo e in tal caso è facoltativa la posa del contatore.

– **Connessioni permanenti particolari**

In alternativa alla connessione tradizionale alla rete elettrica il distributore ha facoltà di adottare un impianto di generazione locale, ove possibile utilizzare fonti rinnovabili, senza connessione alla rete di distribuzione, per fornire l'energia elettrica agli utenti molto lontani dalla rete (oltre 2 km dalla cabina MT/BT di riferimento) o di difficile accesso o sottoposto a particolari vincoli paesaggistici.

– **Dispositivi ammessi in funzione di DDI**

Il DDI deve essere costituito da interruttore di manovra/sezionatore o interruttore automatico adatto al sezionamento, oppure contattore onnipolare di categoria AC3 (dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente); tuttavia, per generatori con inverter di $P_n \leq 6$ kW, con DDI interno, è possibile impiegare contattori di categoria AC1, che dovranno assicurare una distanza minima in aria tra i contatti aperti.

– **Rincalzo per mancata apertura del dispositivo di interfaccia**

Per gli impianti con $P > 20$ kW si deve prevedere un dispositivo di rincalzo al DDI. La funzione di rincalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, con $t \leq 0,5$ s, in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia, del comando di apertura mediante

bobina a lancio di corrente, bobina a mancanza di tensione o altro mezzo in grado di garantire la sicurezza sull'apertura della protezione di interfaccia a un dispositivo di rincalzo in grado di staccare i generatori dalla rete.

– **Impianti di produzione con generatori asincroni direttamente connessi**

Per i generatori asincroni con $P > 20$ kW, utilizzando un motore primo, la chiusura del dispositivo di generatore deve essere effettuato a velocità di rotazione pari a quella di sincronismo con una tolleranza di $\pm 2\%$. Nel caso di avviamento dalla rete, la corrente di avviamento non deve superare due volte la corrente nominale del generatore. L'intervallo minimo tra l'avviamento di un generatore e gli eventuali successivi generatori è di 30 s.

– **Impianti di generazione connessi indirettamente**

Negli impianti di produzione con generatori statici la connessione alla rete, l'avviamento e sincronizzazione dell'impianto, la riconnessione alla rete dopo un distacco e la ripresa del funzionamento normale dopo un transitorio di sovra-frequenza, devono avvenire solo con frequenza stabilita a 50 Hz con una tolleranza di $\pm 0,2\%$ e con il valore di tensione compreso nel seguente intervallo

$$V_n 85\% \geq V \leq 110\% V_n$$

Nell'avviamento o riconnessione, l'impianto deve realizzare il parallelo incrementando la potenza erogata progressivamente con un gradiente positivo massimo. Il gradiente positivo massimo della potenza e il tempo di permanenza nell'intervallo di frequenza o di tensione suddette vengono definiti in rapporto a tre distinte condizioni di funzionamento che sono:

- I. **Avviamento e sincronizzazione:** l'operazione è consentita con i valori di frequenza e tensione stabili negli intervalli sopra indicati per almeno 30 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non maggiore del 20% al minuto della potenza massima;
- II. **Riconnessione conseguente all'intervento delle protezioni di interfaccia:** l'operazione deve essere consentita con i valori di frequenza e tensione stabili negli intervalli sopra indicati per un tempo di 300 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non maggiore del 20% al minuto della potenza massima;
- III. **Rientro da un transitorio di sovralfrequenza oltre 50,3 Hz senza l'intervento delle protezioni di interfaccia:** l'impianto di generazione non deve incrementare il livello minimo di potenza raggiunto in fase di salita della frequenza finché la frequenza non torna a essere compresa nell'intervallo sopra indicato per $t = 300$ s. La ripresa della produzione ordinario deve realizzarsi progressivamente con un gradiente positivo massimo pari al 20% del valore di potenza generata prima del superamento del limite di 50,3 Hz, al minuto con un limite inferiore pari al 5% al minuto della potenza

massima del generatore.

Il sistema di controllo dell'impianto dovrà consentire la regolazione della frequenza di connessione e rientro in un intervallo compreso tra 49 Hz e 51 Hz a step di 0.05 Hz; il tempo di permanenza in tale intervallo deve essere selezionabile tra 0 e 900 s a step di 5 s con valore di default pari a 300 s con possibilità di ridurre tale intervallo a 30 s per i soli casi di avviamento descritti in (I).

– **Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del distributore**

Tutti gli impianti di generazione devono essere in grado di restare in parallelo alla rete con i valori di tensione del PdC compresi nell'intervallo seguente:

$$85 \% V_n \leq V \leq 110 \% V_n$$

Tali impianti di generazione devono essere in grado di rimanere connessi alla rete per un tempo indefinito per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Per quanto riguarda i generatori rotanti connessi direttamente, i limiti di tempo per i quali questi campi di funzionamento devono essere soddisfatti sono allo studio.

– **Requisiti degli impianti per l'immissione di potenza reattiva**

Il funzionamento in parallelo degli impianti di produzione alla rete BT è consentito se tali impianti sono realizzati con una o più delle seguenti tipologie:

- a) Macchina asincrona non autoeccitata fino a 6kW oppure generatore sincrona fino a 6 kW, purché funzionino con fattore di potenza istantaneo maggiore di $\cos\varphi = 0,9$ in assorbimento di reattivo;
- b) Macchina sincrona a $P > 6 \text{ kW}$, in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra 0,98 in assorbimento di reattivo e 0,9 in erogazione di reattivo.
- c) Macchina asincrona non autoeccitata con $P > 6 \text{ kW}$, in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo pari a 0,95 in assorbimento in erogazione di reattivo;
- d) Inverter in impianti di potenza complessiva fino a 3 kW, in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo pari a 0,98 in assorbimento e in erogazione di reattivo;
- e) Inverter in impianti di potenza complessiva tra 3kW fino a 6 kW, in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile pari a 0,95 in assorbimento e in erogazione di reattivo;
- f) Inverter in impianto di potenza complessiva maggiore di 6 kW, in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile pari a 0,90 in assorbimento e in erogazione di reattivo.

– Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia

Le regolazioni del SPI sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 5.1. regolazione del SPI

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1) ^(*)	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2) ^(**)	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1) ^(*) ◇	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1) ^(*) ◇	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s
<p>(*) Soglia abilitata solo con segnale esterno a valore alto e con comando locale alto.</p> <p>** Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 6 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.</p> <p>*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 6 kW.</p> <p>◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.</p>		

La funzione di 59.S1 è basata sul valore medio di tensione misurata sull'intervallo di 10 min. tale valore medio deve essere creato ogni 3 secondi per essere paragonato con il valore di impostazione per la protezione.

Il SPI deve poter disabilitare, per solo i generatori statici, su comando locale protetto da usi impropri anche senza segnale di comunicazione le soglie 81> S1 e 81< S1 consentendo il funzionamento della soglia, compresa tra 47,5 Hz 81< e 51,5 Hz 81>. Per i generatori tradizionali se le protezioni del generatore interferiscono con la regolazione della protezione di interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio.

Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI che contiene anche le indicazioni dei segnali di tele-scatto e di presenza rete comunicazione. Qualsiasi altre protezioni esterna o integrata del generatore statico devono

essere coordinate con la protezione di interfaccia consentendo il funzionamento del generatore nei campi di frequenza e tensione impostati nella protezione di interfaccia.

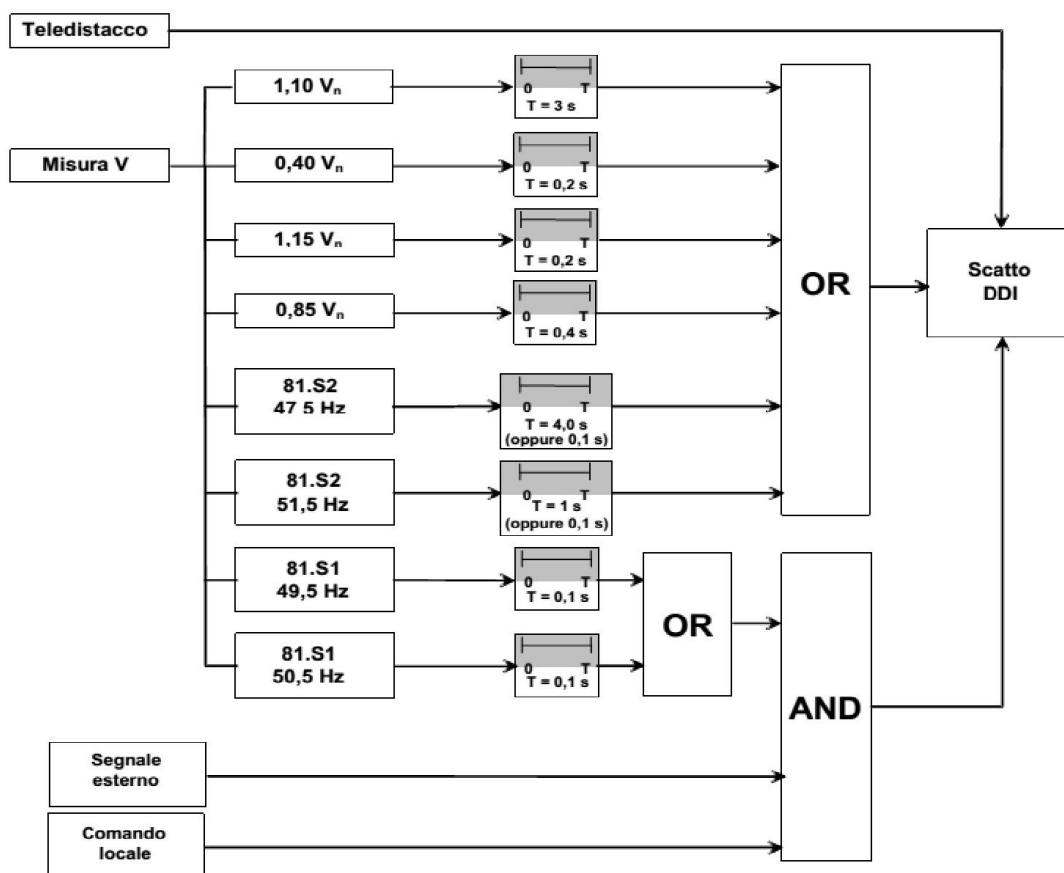


Figura 5.3. schema logico funzionale del SPI

– **modalità transitoria di funzionamento del SPI:**

Tramite il comando locale con valore 0, si ottiene il funzionamento in soglie permissive con 1 in soglie restrittive con il tempo di intervento della protezione $81 < S2$ e $81 > S2$ pari a 0,1 s.

– **Modalità definitiva di funzionamento del SPI:**

Nell'impiego del SPI sulla base del segnale esterno, lo stato dell'ingresso logico in caso di rete di telecomunicazione operativa è 0. In caso la rete di comunicazione non sia operativa oppure in caso di comando esterno inviato dal DSO, tale segnale sarà 1. Il comando locale deve essere sempre impostato sull'1. Il tempo di intervento del $81 > S2$ è di 1 s e quello del $81 < S2$ è di 4s.

5.2 Sistemi di misura dell'energia elettrica

Le prescrizioni presenti riguardano la misura dell'energia scambiata con la rete e i sistemi di misura dell'energia prodotta, da impianti di generazione per i quali tale misura è funzionale con l'impiego di normative che implicano l'utilizzo esplicito di dette misure.

L'impiego dei sistemi di misura dell'energia prodotta è anche utile per la relazione tra l'utente e il fornitore del sistema di produzione allo scopo di verificare l'efficienza e prestazioni previste.

L'autorità per l'energia e il gas (AEEG) impone che:

- a) L'installazione e manutenzione dei sistemi di misura dell'energia prelevata (M1) nei punti di prelievo di utenti passivi è responsabilità del distributore. Inoltre il distributore ha il compito di installare e fare le manutenzioni dei sistemi di misura dell'energia prelevata e immessa (M1) nei punti di prelievo di utente attivo con carico diverso dai servizi ausiliari per impianto di generazione.
- b) Per gli impianti di generazione con $P > 20$ kW l'utente è responsabile dell'installazione e manutenzione dei sistemi di misura dell'energia immessa e prelevata nei punti di immissione. L'installazione e manutenzione dei sistemi di misura dell'energia di tali impianti con $P \leq 20$ kW è compito del distributore. Inoltre il distributore è responsabile dell'installazione manutenzione dei dispositivi di misura dell'energia prodotta (M2) da impianti con potenza complessiva fino a 20 kW (obbligatoriamente) e superiore al 20 kW (se l'utente chiede il servizio di misura dell'energia generata al distributore).

Allo scopo di consentire la lettura dei contatori dell'energia prodotta, non è permesso interrompere il circuito di collegamento tra il suddetto contatore e il PdC tranne in caso eccezionali dovuti ai guasti, manutenzione o alla sicurezza.

1) Localizzazione dei sistemi di misura

Il sistema di misura dell'energia prodotta dell'utente passivo deve essere installato nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del PdC (figura 5.4, lato rete-M1).

Il sistema di misura dell'energia prelevata e immessa dell'utente attivo con carico proprio deve essere installato nell'impianto di rete immediatamente a monte del PdC (figura 5.4, M1) mentre quello dell'energia prodotta si installa all'interno o al confine della proprietà del produttore (figura 5.4, M2). Nel caso di impianti fotovoltaici tale sistema va installato il più vicino possibile agli inverter e nel caso degli impianti non fotovoltaici il più vicino possibile ai morsetti del generatore.

Il sistema di misura dell'energia immessa ed eventualmente prelevata, per gli impianti di generazione con potenza immessa coincidente con la potenza prodotta, per i punti di immissione con $P \leq 20$ kW, deve essere installato nell'impianto di rete per la connessione a

monte del PdC (figura 5.5 a, M1 e M2) e per quelli con $P > 20$ kW tale sistema si deve installare a valle del PdC (figura 5.5 b, M1 e M2).

La misura dell'energia immessa ed eventualmente prodotta degli impianti con l'energia immessa non coincidente con l'energia prodotta, nel punto di immissione con $P \leq 20$ kW, deve essere installato nell'impianto di rete per la connessione a monte del PdC (figura 5.6, M1) e quello con $P > 20$ kW a valle del PdC (figura 5.6, M1) mentre il sistema di misura dell'energia prodotta deve essere comunque installato all'interno o al confine della proprietà del produttore (figura 5.7, M2 e figura 5.7, M2)

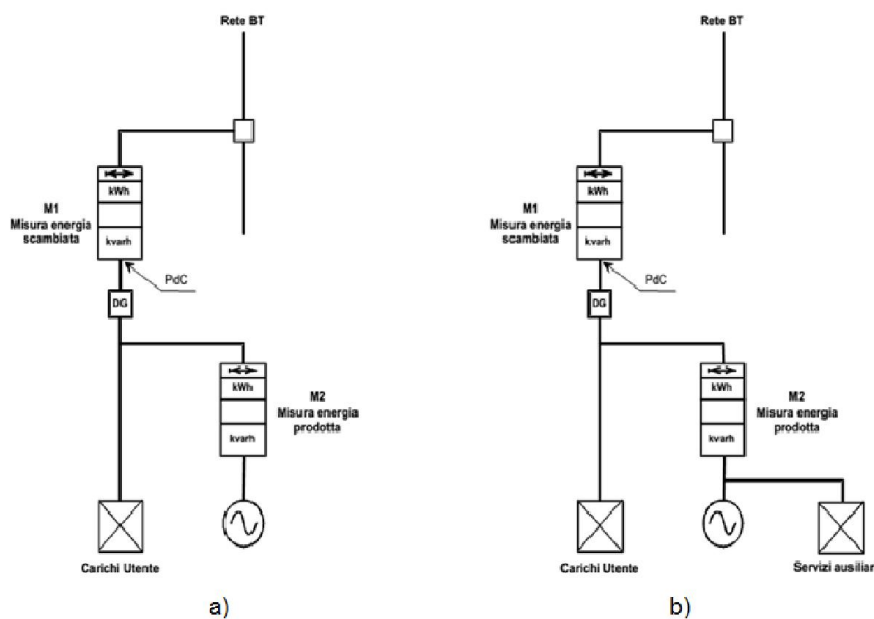


Figura 5.4. schema di collegamento dei sistemi di misura a) fotovoltaici b) diverso dai fotovoltaici

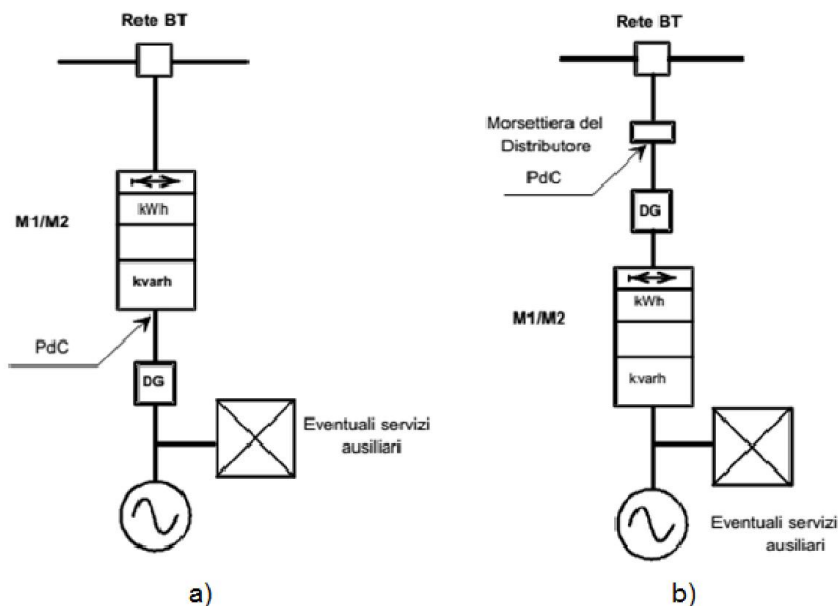


Figura 5.5. schema di collegamento dei sistemi di misura a) fino a 20 kW b) superiore a 20 kW

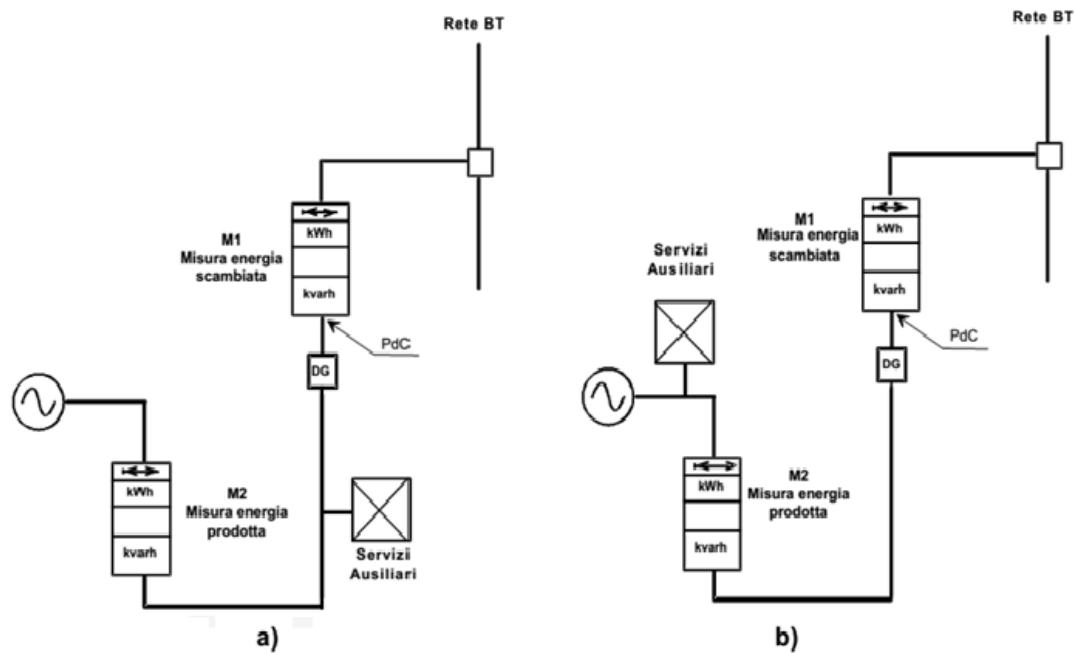


Figura 5.6. schema di collegamento dei sistemi di misura a) impianti fotovoltaici b) impianti non fotovoltaici

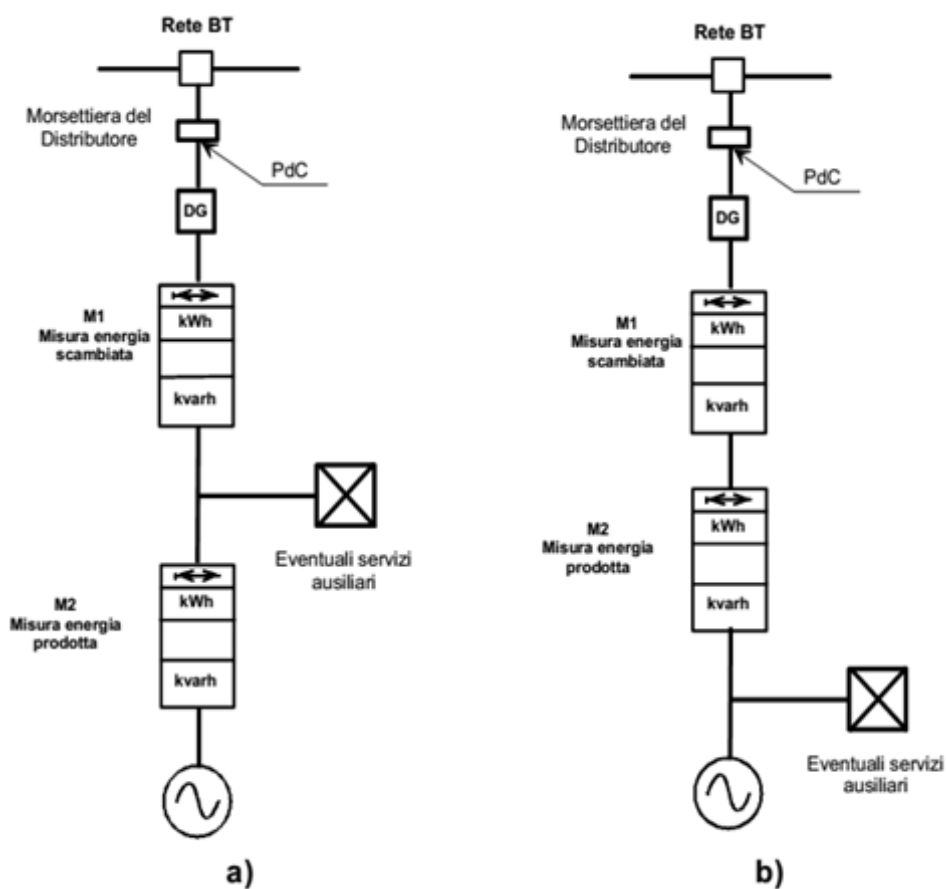


Figura 5.7. schema di collegamento dei sistemi di misura a) impianti fotovoltaici b) impianti non fotovoltaici

5.3 Punti di prelievo di utenti attivi con sistema di accumulo

Gli schemi unifilari riportati di seguito si applicano agli impianti di generazione con sistema di accumulo che necessitano la misura separata dell'energia prodotta e quella scambiata dal sistema di accumulo. Tali sistemi si applicano solo agli impianti con un PdC dedicato non condiviso con altri impianti incentivati o che non condividono alcun contatore con altre porzioni di impianto incentivato.

Il sistema di accumulo, con riferimento ad un impianto di generazione, può essere connesso nella parte dell'impianto in corrente continua oppure in corrente alternata.

Nelle more di variazioni di regolazione del dispacciamento sulla rete MT e BT, si deve prevedere che l'impianto sia in grado di gestire, se richiesto, il monitoraggio da remoto dei flussi di energia e il telecomando del sistema di accumulo tramite i segnali inviati dal gestore di rete.

1) sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente continua

Il sistema di accumulo nella rete di impianto in corrente continua deve essere installato come nella figura seguente.

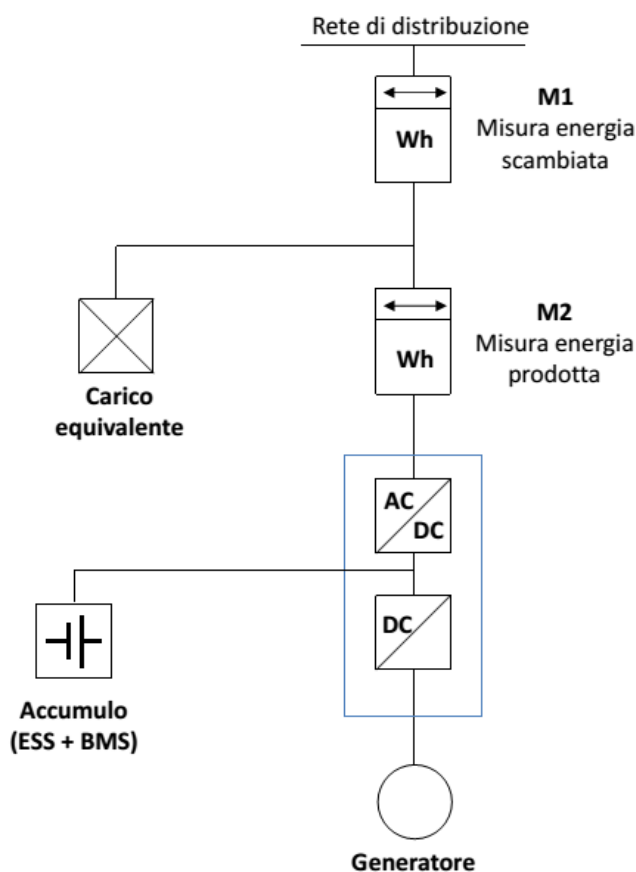


Figura 5.8. misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in DC.

Allo scopo di gestire l'accumulo di energia della rete, il contatore di generazione deve essere di tipo bidirezionale.

2) sistema di accumulo connesso alla rete di impianto in corrente alternata

I sistemi di accumulo nella rete di impianto in corrente alternata vanno connessi o a valle del contatore di produzione oppure a monte di tale contatore.

La figura seguente mostra un sistema di accumulo connesso alla rete di impianto in corrente AC a valle del contatore di tipo bidirezionale.

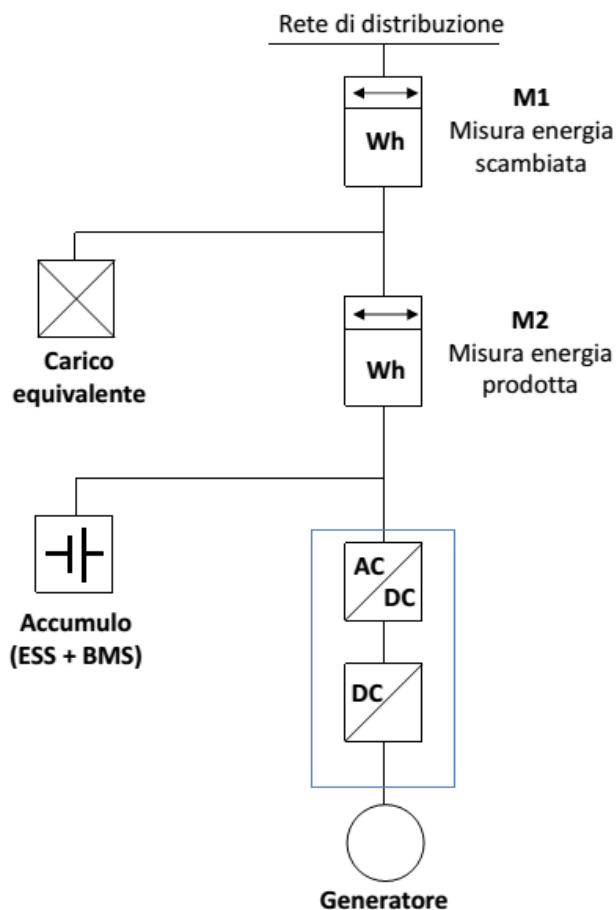


Figura 5.9. misura dei flussi di energia con accumulo nella parte d'impianto in AC a valle del contatore.

Negli impianti con sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente AC a monte del contatore, si deve impiegare i contatori M2 e M1bidirezionali a rilevazione dei dati con il livello di dettaglio prestabilito. Inoltre, bisogna installare un contatore bidirezionale M3 per la misura dell'energia immessa dal sistema di accumulo, tra il sistema di accumulo e il resto dell'impianto, in grado di rilevare i dati con il livello di dettaglio (orario, per fasce, etc.) prestabilito.

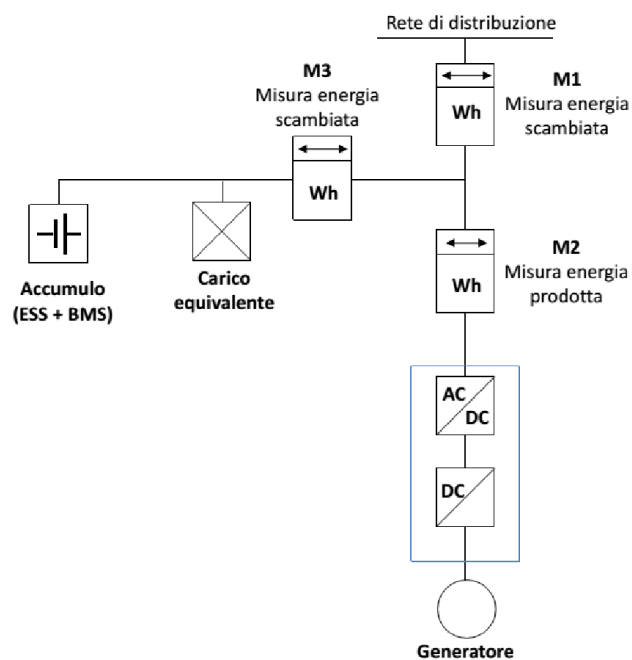


Figura 5.10. misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte in AC a monte del contatore.

Gli apparati di misura nei sistemi di accumulo in impianti di produzione non incentivata consistono solo nel contatore bidirezionale di scambio con la rete.

Gli utenti passivi che installano i sistemi di accumulo diventano utenti attivi a tutti gli effetti. La figura seguente mostra un utente passivo con sistema di accumulo.

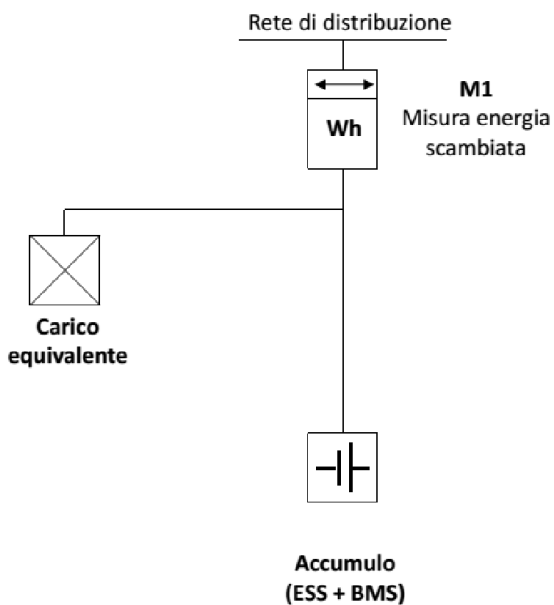


Figura 5.11. utente con sistema di accumulo.

5.4 Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Si deve prevedere un sistema di alimentazione ausiliario, per il SPI esterno, che in caso di mancanza della tensione di alimentazione principale consenta il suo funzionamento per almeno 5 s. Tale sistema deve essere dimensionato in modo da consentire il funzionamento del SPI, la tenuta in chiusura del DDI e dell'eventuale dispositivo di comando per il rinalzo, in caso di mancanza dell'alimentazione principale. Il relè deve effettuare il controllo della tensione e frequenza di rete prima di consentire la richiusura del DDI al ritorno dell'alimentazione.

– Procedura di prova per funzioni di massima tensione e frequenza

Per misura la precisione della soglia di intervento si deve fornire in ingresso al SPI una $U = 0,9$ la soglia regolata e $f = 0,99$ la soglia regolata. Si deve aumentare f e U in ingresso al SPI gradualmente con un passo massimo di 10 mHz per f e di 5 V per U fino a verificare il valore di intervento (punto 1) . per misurare il tempo di ricaduta dalla condizione finale (punto 1) si riporta istantaneamente la U/f al valore della soglia di intervento diminuita del 10 % misurando il tempo di ricaduta come intervallo intercorso dal punto 1) al momento di invio del comando al DDI.

Per misurare il rapporto di ricaduta si deve alimentare il SPI a U/f pari a 1,2 la soglia regolata e diminuire la U/f in ingresso al SPI gradualmente con un passo di 10 mHz per f e di 5 V per U fino a verificare il valore di ripristino determinando il rapporto di ricaduta come rapporto V_{in} / V_{fin} .

Per misura del tempo di intervento si deve fornire in ingresso al SPI a U/f pari a 0,9 la soglia regolata e aumentare istantaneamente la U/f di alimentazione del SPI al valore della soglia di intervento aumentata del 1%.

– Procedura di prova per funzioni di minima tensione e frequenza

Le funzioni di minima frequenza e minima tensione devono essere verificate per 3 volte secondo le seguenti modalità per verificare le variabilità degli errori. Per misura la precisione della soglia di intervento si deve fornire in ingresso al SPI una $U = 0,99$ la soglia regolata e $f = 0,99$ la soglia regolata. Dopo di che si deve diminuire la U/f di alimentazione della SPI gradualmente con un passo 10 mHz per f e di 5 V per U fino a verificare il valore di intervento (punto 2).

Per misura il tempo di ricaduta si deve riportare la condizione nel punto 2 istantaneamente alla U/f al valore della soglia di intervento aumentata del 10 % e misurare il tempo di ricaduta come intervallo intercorso dal punto 2 al momento di invio del comando al DDI.

Per misura il rapporto di ricaduta si deve alimentare il SPI alla U/f pari a 0,8 la soglia regolata e si deve aumentare U/f in ingresso al SPI gradualmente di 10 mHz per f e di 5 V per U fino a verificare il valore di ripristino. Il rapporto di ricaduta si definisce come rapporto V_{in}/V_{fin} .

Per misura il tempo di intervento si deve fornire in ingresso al SPI alla $U/f = 1,1$ la soglia regolata per U e 1,01 % per f . si deve diminuire istantaneamente la U/f di alimentazione della SPI al valore della soglia di intervento diminuita del 10 % per U e 1% per f .

5.5 Prove sugli inverter per impianti connessi indirettamente

– Prove sull’inverter e verifica delle condizioni di connessione e riconnessione

Allo scopo di prevenire perturbazioni alla rete, il parallelo di qualsiasi tipo di generatore deve avvenire solo quando U e f rilevate ai morsetti di uscita permangono all’interno dei seguenti limiti per un tempo di 300 s:

$$85 \% U_n < U < 110 \% U_n \qquad 49,9 \text{ Hz} < f < 50,1 \text{ Hz}$$

Inoltre l’immissione di potenza teli impianti deve essere graduale, dalle condizioni iniziali a vuoto in corrispondenza dell’istante di parallelo, al valore di potenza disponibile con un gradiente positivo massimo non maggiore di 20 % al minuto della P_{max} .

Per verificare la rispondenza dei requisiti suddetti si utilizza il circuito di figura seguente.



Figura 5.12. circuito di prova delle condizioni di connessione.

- a) Si deve effettuare l’accensione dell’inverter rispettivamente con $U_{AC} < 85 \% U_n$ e $U_{AC} > 110 \% U_n$ ($49,9 \text{ Hz} < f < 50,1 \text{ Hz}$), verificando che il sistema non effettui il parallelo con la rete (la potenza letta dall’analizzatore di rete deve essere pari a nulla).
- b) Trascorsi almeno 30 s dall’inizio della prova del punto a), si deve verificare la permanenza dello stato di “aperto” (l’erogazione di potenza in uscita deve essere pari a

nulla). A tal punto si può riportare U all'interno dei limiti $85 \% U_n < U < 110\% U_n$ e al contempo disabilitare l'inverter. In queste condizioni si continua al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio dell'immissione di potenza non avvenga prima che siano passati 30 s dall'attivazione del convertitore.

- c) A questo punto si deve simulare con il convertitore sotto carico un distacco per superamento delle soglie di massima e minima tensione, allo scopo di provare che, riportata la tensione nei limiti $85 \% U_n < U < 110\% U_n$, il tempo di attesa per la riconnessione sia almeno pari a 300 s.
- d) Si ripeta la prova nel a) con $85 \% U_n < U < 110\% U_n$ e $49,9 \text{ Hz} > f > 50,1 \text{ Hz}$, verificando che il sistema non effettui il parallelo con la rete.
- e) Trascorsi almeno 30 s dall'inizio della prova del punto d), si deve verificare la permanenza dello stato di "aperto". A tal punto la frequenza può assumere i valori nei limiti $49,9 \text{ Hz} < f < 50,1 \text{ Hz}$ e al contempo si può disabilitare l'inverter. In queste condizioni si deve procedere al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio dell'immissione di potenza non avvengano prima che siano passati almeno 30 s dall'attivazione del convertitore.
- f) Come nel punto c), si deve simulare con il convertitore sotto carico un distacco per superamento delle soglie di massima e minima frequenza, allo scopo di verificare che, riportata la stessa nei limiti $49,9 \text{ Hz} < f < 50,1 \text{ Hz}$, il tempo di attesa per la riconnessione sia almeno pari a 300 s.

La stessa prova può anche essere effettuata con un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di f e U all'uscita dell'inverter, oppure sulla rete stessa. In questo modo per effettuare le prove si può determinare i parametri di f e U che controllano le condizioni di parallelo in modo che siano al di fuori dei valori attuali della f e U di rete. Per controllare il tempo minimo di ritardo all'avviamento o riconnessione dopo intervento delle protezioni, si devono riportare, durante la prova, i valori dei limiti di U ammessa e di f a quelli di default. In ogni caso l'alimentatore in corrente continua deve essere impostata per immettere la potenza nominale dell'inverter.

– Verifica della erogazione graduale della potenza attiva

La verifica dell'immissione graduale con rampa di salita da "vuoto" al P_n in almeno 300 s deve essere effettuato registrando durante i test b), c), e) ed f) con l'analizzatore di rete i parametri di uscita all'inverter con una cadenza di un campione pari al valore medio ogni 200 ms. I campioni registrati dal momento in cui l'inverter supera un livello d'immissione pari al $5\% P_n$ riportati su un grafico, dovranno essere al di sotto della curva limite $P < 0,333 \% P_n/s$ con uno scarto massimo di $+2,5\% * P_n$.

5.6 Limitazione della potenza attiva delle unità GD

– Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione

In caso di transitori di frequenza sulla rete, l'erogazione di potenza sarà regolata con la legge di controllo riportata di seguito, come si vede nel grafico seguente.

Nel range di frequenza compreso tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, gli impianti di generazione regolabili con i convertitori statici devono erogare il massimo della potenza attiva.

Definiti:

Statismo s: variazione di frequenza, rappresentato come $\% f_n$, che porta a una variazione di P pari al 100% della potenza istantanea. Lo statismo deve essere regolabile tra 2% e 5%, con il default pari al 2,4 % (corrispondente a un gradiente di potenza pari all'83,3 %/Hz).

P_{imax} : potenza erogata all'istante di superamento dei 50,3Hz

P_{nom} : potenza nominale dell'unità di produzione

P_{imin} : potenza minima raggiunta nel transitorio di sovralfrequenza, definita dalla potenza P_{imax} immessa al superamento dei 50,3Hz, dallo statismo impostato e dall'entità della sovralfrequenza, misurata rispetto ai 50,3Hz.

La riduzione della potenza attiva per i generatori ORC dovrà essere effettuata a partire da 50,3 Hz con uno statismo non maggiore del 4% in un tempo minore di 10 s.

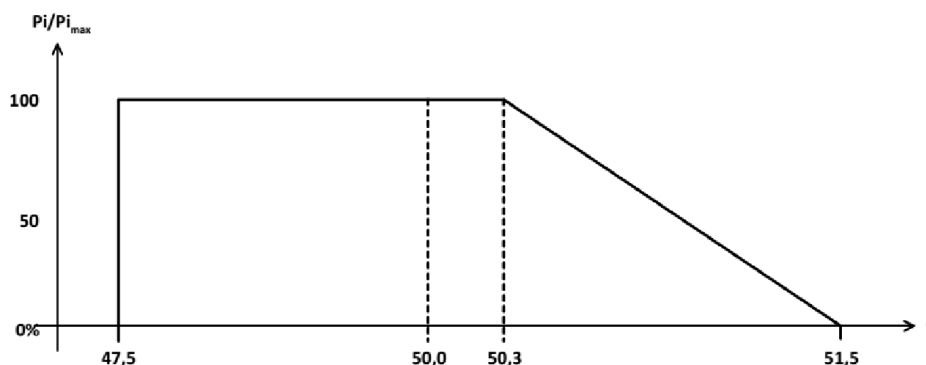


Figura 5.13. curva di riduzione della potenza attiva in sovra frequenza

Se la frequenza supera 50,3 Hz tutti gli impianti di generazione regolabili dotati di convertitori statici devono diminuire la potenza P_{imax} erogata in rete secondo lo statismo in funzione dell'entità dello scarto in frequenza positivo.

La diminuzione della potenza erogata dal valore P_{imax} al valore definito dall'entità della sovralfrequenza secondo s impostato, deve avvenire in modo lineare con tempi generalmente inferiori a 1s e comunque non superiori a 2 s con una precisione della misura di frequenza di almeno 10 mHz.

In caso ulteriore diminuzione della frequenza, la potenza erogata dovrà essere limitata al valore

Minimo raggiunto nel transitorio di sovrافrequenza, finché la frequenza non rientra stabilmente nella banda $50 \pm 0,1$ Hz per un tempo minimo di 300 s.

Dopo i 300 s di attesa, si potrà riportare il limite della potenza immessa al P_{imax} , seguendo una rampa lineare con pendenza pari a $20 \% * P_{imax}$ al minuto superiore a $5 \% * P_{nom}$ al minuto.

Dopo aver raggiunto il limite della potenza immessa prima del transitorio, qualora la potenza disponibile dall'alimentazione sia maggiore di P_{imax} , si potrà adeguare l'immissione al nuovo livello di potenza disponibile con lo stesso gradiente.

La figura seguente riassume in forma grafica il funzionamento del regolatore che controlla il ripristino dell'immissione di potenza dopo un transitorio di sovrافrequenza. Il transitorio di riassetamento che inizia dopo 300 s alla P_{min} raggiunta durante il transitorio e l'istante in cui si arriva al valore attuale della potenza disponibile (fino a P_{nom}) è pari a $T_1 + T_2$ e non passa oltre il valore limite di 20 min ($T_1 \leq 5$ min; $T_2 \leq 15$ min).

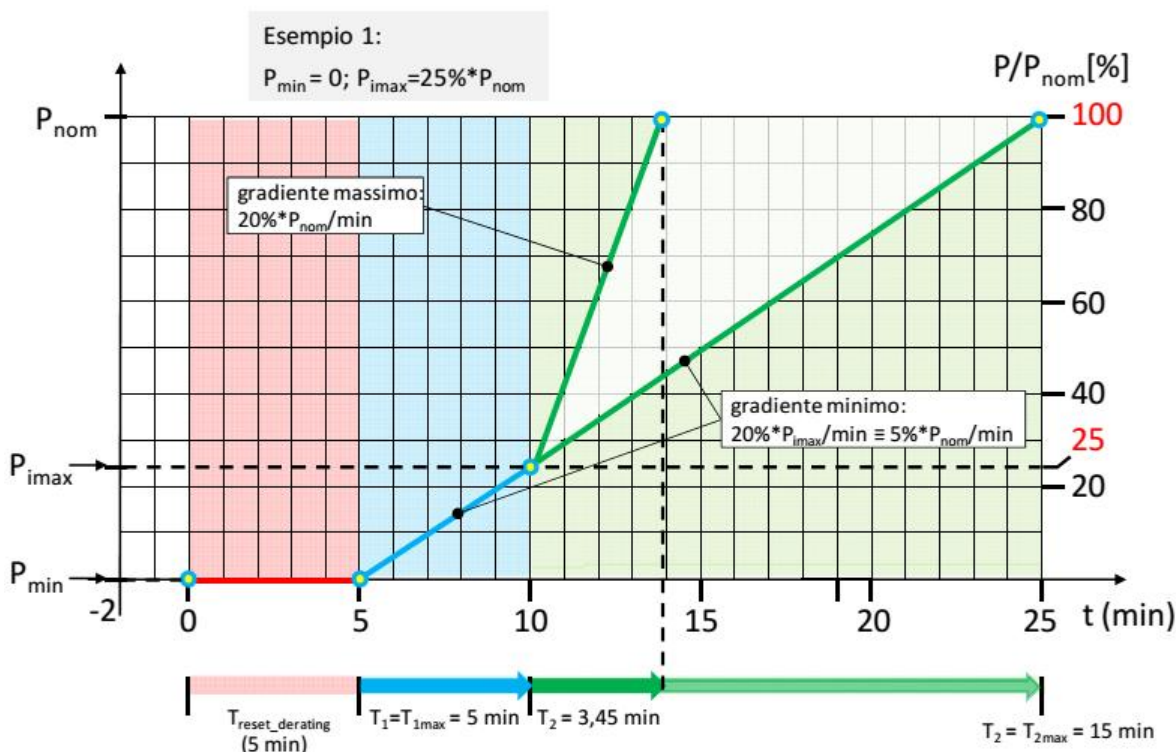


Figura 5.14. funzionamento del regolatore che gestisce il ripristino della erogazione di potenza a valle di un transitorio di sovrافrequenza.

Capitolo 6

Approvvigionamento delle risorse delle fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita per il dispacciamento

La massiccia penetrazione della generazione distribuita e fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) nel sistema elettrico richiede un miglioramento della modalità di gestione della rete per poter accogliere una maggiore quantità di energia. La potenza della GD sulle reti MT e BT e FRNP sulle reti AT può portare una serie di problematiche a livello di sistema e al livello locale.

Al fine di flessibilità e della gestione in sicurezza del sistema e per promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti attivi in relazione all'immissione dell'energia e previsioni efficienti, si deve valutare una revisione della gestione del dispacciamento.

Risorse per il dispacciamento

Il transmission system operator (TSO) acquisisce tutti i dati dello stato del sistema mettendo in atto le azioni correttive:

- Nella fase di programmazione, preparando i piani di esercizio sulle basi delle previsioni delle domande di carico e della disponibilità della produzione.
- Nella fase di controllo, in modo da ottimizzare il servizio, controllando le emergenze e disservizi e coordinando le manovre con l'intervento dalla compensazione di potenza attiva e reattiva.
- Nella fase di analisi dell'esercizio, elaborando le statistiche di esercizio, raccogliendo e analizzando gli indicazioni e il funzionamento del sistema per ottimizzare l'esercizio del sistema.

Il gestore della rete stipula i contratti di vendita e di acquisto sul mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) per la creazione della riserva e il bilanciamento delle centrali; tutte le offerte sono remunerate con il metodo pay as bid.

Nelle regole attuali del dispacciamento è definito un punto di dispacciamento della produzione nel quale l'utente ha il diritto di immettere l'energia elettrica nella rete e il punto di dispacciamento del consumo nel quale l'utente ha il diritto di prelevare l'energia

elettrica dalla rete con l'obbligo di collegamento di terzi per i quali sono calcolati gli sbilanciamenti.

Il mercato costruisce uno sbilanciamento che viene corretto modificando il livello di prelievo e di immissione. Il gestore di rete si approvvigiona, tramite le offerte sul MSD, per costruire i margini di riserva e sul MB per mantenere il bilanciamento del consumo e l'immissione e per i servizi di regolazione secondaria comunicando all'utente gli esiti individuali e generali.

La quantità dell'energia prelevata in un punto di dispacciamento in difetto rispetto al programma vincolante viene considerata ceduta dal gestore all'utente, mentre quella in eccesso è considerata ceduta dall'utente.

I servizi che possono servire per assicurare la stabilità e sicurezza di esercizio della rete sono:

a) Risorse per la risoluzione della congestione in fase di programmazione:

Le unità disposte ad accettare le modifiche devono rendere disponibili al TSO l'utilizzo dei margini di riserva rispetto alla P_{\max} e P_{\min} , tali riserve sono utilizzate dal TSO per cancellare le congestioni sulla rete.

b) Risorse per la riserva primaria, secondaria e terziaria:

Per rispettare la sicurezza sulla rete si deve prevedere una regolazione primaria per gestire la stabilità della frequenza. La fornitura delle risorse per la riserva primaria si ottiene con una banda di capacità di produzione asserviti a una regolazione automatica della potenza erogata del sistema di generazione. Per rendere l'effetto della regolazione primaria indipendentemente dall'origine dello squilibrio, la riserva primaria deve essere distribuita uniformemente su tutto il sistema.

I servizi di regolazione secondaria che compensano gli scatti di potenza richiesta consistono nella fase di programmazione rendendo disponibile la semibanda di riserva secondaria e nella fase di gestione in tempo reale, con una regolazione automatica in grado di modulare l'energia erogata.

Infine, per costruire i margini necessari rispetto alla P_{\max} e P_{\min} , si deve attivare la regolazione terziaria con l'invio di ordini di dispacciamento.

c) Risorse per il bilanciamento:

Per poter mantenere l'equilibrio tra l'energia immessa e prelevata e il ripristino di margine di riserva secondaria e la risoluzione di congestioni in rete, le riserve di sbilanciamento devono essere utilizzati nel tempo reale che sono: l'attivazione delle riserve previste per la riserva terziaria e il ricevimento delle offerte dai sistemi abilitati ai bilanciamenti presenti sul MSD.

d) Servizio di interrompibilità del carico:

Allo scopo di mantenere la sicurezza del funzionamento nella rete, se le riserve fornite

non sono sufficienti, si deve intervenire sugli utenti passivi interrompendo il carico in tempo reale (< 200 ms), con preavviso (< 15 min) o in tempo di emergenza (< 5 s).

e) **Riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria della tensione:**

Per controllare la tensione della rete di trasmissione, le unità abilitate devono fornire le riserve di potenza reattiva per la regolazione primaria, mentre le partecipazioni di tali riserve per la regolazione secondaria dipendono dagli opportuni profili di tensione sulla rete.

f) **Rifiuto del carico e rialimentazione:**

a fronte di una disconnessione dell'unità di produzione della rete, esso deve rimanere in condizioni di funzionamento stabili alimentando i propri servizi ausiliari. Gli utenti del dispacciamento hanno l'obbligo di prestare il servizio di rialimentazione.

g) **Disponibilità per l'utilizzo del telescatto:**

Al verificarsi alcuni eventi, l'unità di produzione si deve distaccare con un dispositivo automatico dando le comunicazioni dell'idoneità al servizio ed eventualmente l'indisponibilità al telescatto.

6.1 Dispacciamento

Il regolamento per il dispacciamento diventa più complicato in presenza del FER e DG. Ciò è dovuto alle caratteristiche di intermittenza e aleatorietà che sono le caratteristiche fondamentali delle fonti primarie e al fatto che questi impianti, storicamente, sono esonerati dal fornire servizi di rete. L'aumento progressivo di tali impianti può creare problemi all'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione e distribuzione. Queste criticità hanno un'ulteriore accentuazione per effetto dell'estrema concentrazione, nelle aree poco sviluppate e con limitazioni sul trasporto dell'energia.

– Criticità relative al dispacciamento

Negli ultimi anni sono state previste le disposizioni per incrementare la quota di energia prodotta da FRNP. Le considerazioni precedenti consideravano:

- Le priorità di dispacciamento, che consente un'accettazione certa nel mercato dell'energia
- La ricezione delle offerte di vendita nei mercati dell'energia
- Il regime di valorizzazione degli sbilanciamenti; tutta l'energia prodotta si valorizza al prezzo di vendita dell'energia nel mercato del giorno prima.

Tali impianti, a causa della loro produzione instabile, non hanno mai partecipato ad assicurare l'affidabilità e la sicurezza della rete tranne, la modificazione in tempo reale del

livello di generazione per esigenza di sicurezza. La rete, in questo caso, ha un duplice ruolo, non solo dover ritirare l'energia prodotta da loro ma anche per i servizi che essi eroga che dovrebbe assicurare il funzionamento corretto degli impianti. Per questi motivi, il funzionamento della rete è stato affidato agli impianti tradizionali. Ciò rappresenta, con la penetrazione della GD e FRNP, un problema per l'intero sistema e una limitazione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

I profili di generazione degli impianti a fonti rinnovabili modificano l'andamento orario dei carichi a livello zonale che deve essere compensato dai generatori tradizionali e inoltre, la mancanza d'informazione riguardo il profilo di produzione orario zonale e la localizzazione di questi impianti non consente di prevedere la produzione di tali impianti da offrire sul MGP in fase di previsione e di prevedere i fabbisogni orari zonali residui, per il riferimento di riserva, in tempo reale, nella fase di programmazione di MSD.

La penetrazione di elevati impianti di produzione alimentati da FRNP comporta anche una variazione del carico residuo con una maggiore difficoltà di prevedere i margini di riserva. In tal modo, a parità di altri fonti, l'incremento della FRNP implica un aumento dei costi relativi alla transazione di compravendita dell'energia sul mercato del giorno prima e mercato infragiornaliera e al dispacciamento sul MSD.

La criticità legata alla presenza dei fonti rinnovabili non programmabili ostacolano pure la possibilità di rispettare lo scambio di potenza con l'estero. Il problema diventa ancora più critico con l'elevata produzione fotovoltaica, nelle ore di fabbisogno ridotto, che sommandosi con la produzione termoelettrica minima necessaria per fornire i servizi di regolazione determinano un surplus di produzione che sarà possibile bilanciare rispetto al fabbisogno in potenza con la modulazione d'importazione.

La generazione dagli impianti fotovoltaici può determinare il bisogno di massimizzare l'uso degli impianti di pompaggio disponibili, di limitare l'import e ridurre la produzione delle FRNP per garantire la riserva minima regolata dalle unità termoelettriche.

Per poter fronteggiare i problemi sopra descritti, sono stati introdotti alcuni provvedimenti relativi alla regolazione della potenza, alla resistenza ai buchi di tensione e ai servizi alla rete. Per esempio è stata prevista una adozione delle regole per lo sbilanciamento con l'applicazione di una franchigia entro la quale gli sbilanciamenti saranno valorizzati al prezzo orario zonale.

Per controllare lo sbilanciamento dovuto alla regolazione primaria si misurano il contributo della regolazione mediante l'invio quotidiano di segnali di test e un controllo a campione. in tal caso la valorizzazione della regolazione primaria sarà variabile e dipenderà dal prezzo zonale di vendita sul MGP.

– Servizi innovativi per il dispacciamento

Per assicurare il corretto funzionamento della rete elettrica e una gestione più vantaggiosa dei flussi di energia, si deve agevolare l’approvvigionamento di servizi che per adesso solo le unità di produzione convenzionali sono obbligate a fornire.

La fornitura di risorse per il dispacciamento degli impianti di GD e FRNP permetterebbero di operare in tempo reale e controllare tali impianti con un miglioramento della sicurezza dell’esercizio e dell’efficienza del sistema globale.

– Le risorse per il dispacciamento

I servizi che possono essere offerti dalla GD e dagli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili sono:

- Risorse per il bilanciamento e risorse in fase di programmazione
- Risorse per la riserva primaria, secondaria e terziaria di potenza
- Regolazione della tensione con l’assorbimento/erogazione della potenza attiva e reattiva
- Funzionamento di porzioni della rete in isola
- Partecipazioni alla rialimentazione del sistema
- Utilizzo del telescatto
- Servizio di demand response e interrompibilità del carico

In caso dello sviluppo della smart grid con l’integrazione dei sistemi di comunicazione “always on” e sistemi di monitoraggio e controllo da remoto della GD, FRNP, TSO, DSO e dai sistemi di accumulo.

Per garantire il corretto funzionamento del sistema generale si deve revisionare la disciplina degli sbilanciamenti e prevedere l’integrazione dei mercati attuali con quelli locali a secondo del modello che verrà applicato. Secondo l’approccio fit&forget potrebbe non essere più bisogno il dimensionamento per assicurare il funzionamento dei generatori alla potenza massima, ma potrebbe essere utilizzata la GD per risolvere congestioni o situazioni di criticità.

6.2 obblighi e requisiti tecnici

Gli obblighi/requisiti tecnici fanno riferimento agli esercizi che il sistema di generazione alimentata dalla GD e FRNP devono garantire per connettersi alla rete elettrica allo scopo di garantire l’affidabilità e sicurezza del sistema.

– **Risorse per la riserva primaria della potenza**

In caso di transitorio in sottofrequenza o sovralfrequenza, la potenza erogata in rete del sistema di produzione deve essere rispettivamente incrementata e diminuita; è quindi necessario che tali sistemi dispongano di un margine di potenza. La maggior parte delle macchine utilizzate per produrre energia da FRNP non posseggono un'inerzia. Questa caratteristica porta a una diminuzione dell'energia totale del sistema con un aumento delle escursioni in frequenza. Inoltre è stato scelto di non utilizzare questi impianti nella regolazione primaria della frequenza. Per far fronte a questi problemi potrebbe essere necessario che essi forniscano una riserva di regolazione primaria attraverso modalità di fornitura. Inoltre potrebbe essere richiesto un contributo all'inerzia del sistema degli impianti alimentati da FRNP tramite, ad esempio, accumulatori associati agli inverter per compensare le variazioni della frequenza.

– **Utilizzo del telescatto**

In alcuni casi non è sempre possibile lo smaltimento della produzione, nel funzionamento normale oppure a seguito di un malfunzionamento. Per tali motivi, il TSO predispone controllori automatici in grado di ridurre la produzione del sistema con un maggiore influenza per il rispetto dei vincoli qualora la rete sia gestita con modalità fit&forget, potrebbe essere richiesto la disponibilità di utilizzare tale telescatto alla unità di GD e potrebbe essere bisogno di utilizzare il telescatto, al livello locale, dai DSO. Perciò la disponibilità di utilizzare tale servizio potrebbe essere un obbligo di natura tecnica a livello locale oppure a livello del sistema.

– **Partecipazioni alla rialimentazione del sistema**

La possibilità di assicurare la rialimentazione del sistema potrebbe essere soddisfatta dalla partecipazione degli impianti alimentati da FRNP. Tale partecipazione è un obbligo di natura tecnica al livello di sistema imposta dal gestore di rete.

– **Funzionamento in isola**

In alcuni casi, per maggiore continuità del servizio, con la rete del distributore soggetto a guasti frequenti, il TSO potrebbe continuare ad alimentare la sua rete oppure una porzione di essa in isola rispetto al sistema elettrico generale. In tal caso, le unità di GD devono assicurare il funzionamento del sistema alimentando i carichi propri con livelli elevati di sicurezza, affidabilità e qualità presentando i servizi di regolazione necessaria.

6.3 servizi di mercato

Per consentire un esercizio migliore della rete con lo sviluppo della capacità di generazione, si potrebbe ridefinire i diritti e i meccanismi economici applicati agli impianti alimentati da FRNP e GD.

– Riserva in fase di programmazione

In caso di sviluppo di un dispacciamento locale, tale risorsa può essere richiesto alla generazione distribuita connessa alla rete per assicurare la risoluzione delle congestioni. Il DSO potrebbe acquistare la disponibilità di produrre e coprire la quota di FRNP che reputa possa non seguire il programma al giorno prima.

– Risorse per la riserva primaria, secondaria e terziaria

Oltre a una banda obbligatoria della riserva primaria di potenza, si potrebbe prevedere l'acquisizione, tramite il mercato, della riserva primaria dal TSO, come un servizio, dalle FRNP e GD. La riserva secondaria potrebbe essere richiesto per compensare gli scatti tra la potenza prodotta e richiesta contribuendo il ristabilimento della frequenza e fornire la potenza di scambio. Il TSO potrebbe acquistare, come servizio, la risorsa per la riserva terziaria di potenza tramite i mercati delle unità di produzione alimentate con le FRNP.

– Risorse per il bilanciamento dell'energia elettrica

Le risorse per il bilanciamento possono essere richieste alla GD per assicurare la riduzione di congestioni di rete locale e mantenere il profilo di scambio, annullando la differenza rispetto a quello stimato al giorno prima.

– Regolazione della tensione tramite assorbimento/erogazione di potenza attiva e reattiva

La logica di regolazione nella configurazione passiva della rete prevede un riferimento di tensione in CP per compensare la caduta di tensione (CdT) anche a fondo linea. In tal caso le tensioni hanno un andamento non crescente, per i flussi di potenza attiva e reattiva, e determinano una CdT su ogni tratto di linea. Invece, nel caso di rete attiva, la penetrazione della GD potrebbe causare un cambiamento radicale del regime di tensione: il collegamento di un generatore sulla linea MT può invertire i flussi di potenza incrementando la tensione in quel punto. Perciò, la regolazione della tensione in presenza dell'inversione del profilo di tensione non sarà più efficace.

Per limitare la tensione, il DSO può applicare il controllo della regolazione di tensione centralizzato con l'iniezione di potenza reattiva dai generatori nei limiti della propria capability. Il TSO potrebbe richiedere agli impianti fotovoltaici di assorbire la potenza

reattiva per poter controllare il profilo della tensione. Tale richiesta potrebbe essere acquistata, come un servizio di sistema, dal TSO tramite un mercato oppure tramite chiamate dirette.

Nel caso le soluzioni sopra indicate risultano insufficienti, il DSO potrebbe limitare la potenza attiva prodotta dalla GD. La limitazione della potenza attiva o anche l'annullamento dell'iniezione della potenza potrebbe essere acquistata dal DSO tramite un mercato, ma sarebbe più conveniente ridurre la potenza attiva dei sistemi adatti a questo servizio.

– Servizio di demand response e di interrompibilità del carico

Con il coinvolgimento degli utenti finali nella gestione del sistema, aumenta la flessibilità nella gestione della rete con una integrazione più efficace della FER aumentando l'intermittenza e l'interrompibilità di flussi di potenza nella rete. Gli utenti finali potrebbero offrire servizi di dispacciamento con disponibilità di modulare o interrompere il proprio carico in caso siano insufficienti le risorse di approvvigionamento dal TSO o dal DSO ma per creare una prestazione significativa di risorse per il TSO, si devono offrire molti piccoli utenti. Il gestore in questo caso deve essere sicuro di che tali servizi saranno forniti tempestivamente. Una piccola differenza tra il servizio offerto e quello richiesto può mettere al rischio la sicurezza del sistema. Perciò è più conveniente acquistare tali servizi dagli impianti di GD che dai piccoli consumatori.

6.4 Soluzioni innovative per le risorse del dispacciamento

Nella evoluzione della dispacciamento si deve prendere in considerazione tanti fattori. Nel seguito sono descritti tre modelli che mostrano alcuni sviluppi da coordinare e approfondire anche in relazione al mercato elettrico.

6.4.1 *Dispacciamento centralizzato diffuso (Modello 1)*

In questo modello le FRNP e GD connessi alla rete MT e BT devono fornire una previsione al giorno prima della potenza generata ma potrebbero fornire anche servizi di dispacciamento. Il mercato potrebbe essere gestito comunque con modalità attuale introducendo le FRNP e GD. In questo caso il gestore della rete dovrà ricostruire le condizioni di sicurezza. Le unità alimentate dalle FRNP e GD potrebbero accedere direttamente al MSD oppure tramite un trader.

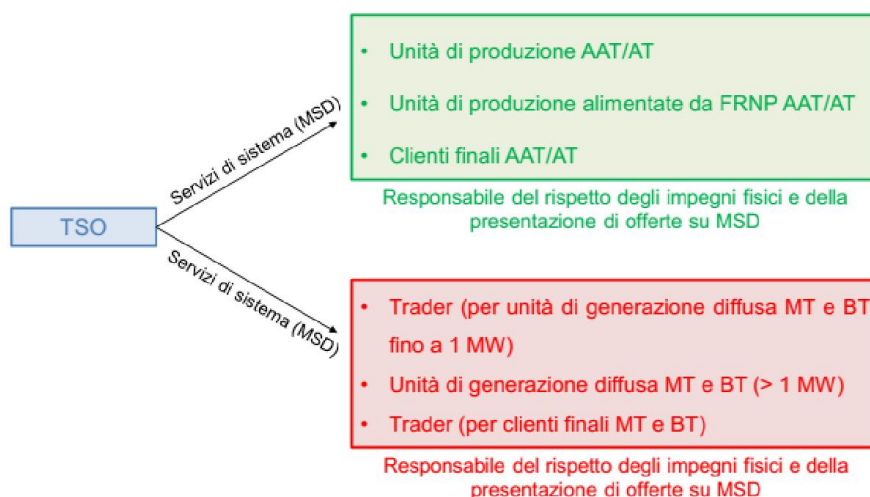


Figura 6.1. Modello 1 (fase a) – servizi di sistema e fit&forget

La partecipazione della FRNP al MSD comporta una ridefinizione dei requisiti tecnici e quella della GD connesse alla rete di distribuzione comporta una verifica dei limiti di funzionamento della rete BT e MT. Per tale motivo, nella fase iniziale, potrebbe essere richiesto la partecipazione di sole unità alimentate da FRNP.

– Prima fase

Nella situazione attuale, la rete di distribuzione è dimensionata con il metodo fit&forget. In questo sistema le unità di GD possono offrire servizi per il dispacciamento al TSO.

La rete di distribuzione potrebbe richiedere agli impianti di GD la possibilità di variare la propria potenza reattiva per rispettare i vincoli sulla tensione dei nodi. In questa fase, tutti i generatori possono essere offerti sul MSD da tutti gli utenti abilitati del dispacciamento.

– Seconda fase

Per garantire il corretto funzionamento, nel caso in cui la rete di distribuzione non sia dimensionato con il metodo fit&forget, il DSO deve acquistare i servizi locali per rimediare a problemi realizzati in un punto specifico della rete che possono essere risolti soltanto tramite alcuni impianti.

I servizi locali offerti dalla GD hanno la precedenza rispetto ai servizi per il fatto che essi sono installati nella vicinanza della porzione di rete in cui si è verificato il malfunzionamento.

In questa fase il DSO deve verificare che la capacità della rete locale necessaria per il funzionamento corretto del sistema di distribuzione sia compatibile con i limiti dovuti alla

partecipazione della GD. Questo verifica con le dimensioni e condizioni attuali del sistema sarà possibile solo con lo sviluppo delle smart grid e di modalità di gestione della rete.

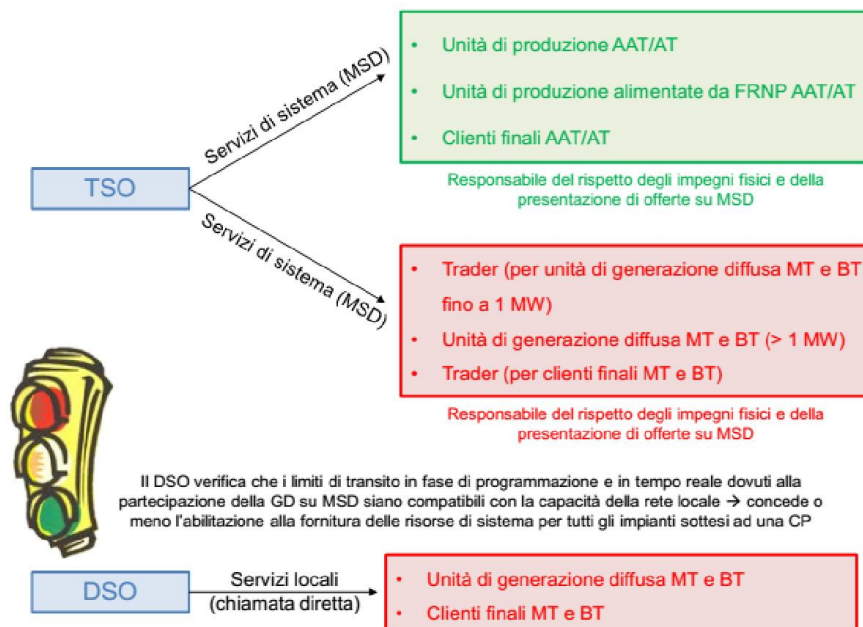


Figura 6.2. modello 1 (fase b) – servizi di sistema e servizi locali su chiamata diretta.

Tutti i servizi di sistema in questa fase saranno offerti sul MSD da ogni utente del dispacciamento, mentre i servizi locali saranno forniti da alcuni impianti di GD al DSO tramite chiamata diretta.

6.4.2 Dispacciamento locale del DSO (Modello 2)

I servizi di dispacciamento forniti dalla unità alimentate da FRNP e la GD, in questo modello, sono quelli di sistema e quelli locali. Il TSO potrebbe acquistare le risorse per garantire il bilanciamento in tempo reale e in fase di programmazione dagli impianti alimentati da FRNP e dal DSO insieme alle risorse per risoluzione dei problemi a livello locale. Il gestore della rete dovrà garantire le condizioni di sicurezza, mentre ogni DSO potrebbe acquistare i servizi locali della GD. Il gestore potrebbe approvvigionare i servizi di sistema sul MSD dagli impianti connessi alla RTN o dai DSO.

Il DSO in questo caso diventa un utente di dispacciamento in grado di fornire i servizi di sistema sulla rete di distribuzione attraverso un mercato per i servizi di dispacciamento per le reti di distribuzione (MSD-D) al quale possono partecipare gli impianti di GD. In tal caso il TSO potrebbe acquistare i servizi del DSO senza impieghi nella gestione degli

impianti connessi alla rete di distribuzione. Il DSO potrà acquistare, nel MSD-D, anche i servizi locali per assicurare il funzionamento corretto della rete di distribuzione.

6.3 Profilo di scambio AT/MT (Modello 3)

In questo modello il DSO potrebbe mantenere un profilo di scambio programmato nelle aree con più cabine primarie ma i servizi di sistema non saranno forniti al TSO. Questo metodo di gestione del sistema porta a una variabilità minore della differenza tra carico e produzione con le FRNP. Il DSO dovrà gestire il bilanciamento dell'interfaccia AT/MT in tempo reale controllando i carichi e le unità di produzione connessi alla rete MT e BT. Quindi il DSO dovrà elaborare i piani di esercizio in base alle previsioni della domanda e offerta, in fase di programmazione, per ogni CP e anche al livello zonale. In caso di variazioni significativi, il DSO potrebbe impostare nuovi setpoint di potenza sui generatori per eliminare lo sbilanciamento all'interfaccia tra la rete AT e le CP. Anche in questo modello il DSO potrebbe creare il MSD-D con la partecipazione degli impianti di GD oppure un trader con le offerte per gli impianti con $P < 1$ MW.

Il DSO potrebbe imporre, con le franchigie, il mantenimento di un profilo programmato della GD sottesa ad un'area di riferimento.

I sistemi locali, in questo modello, saranno offerti su MSD-D da ogni utente del distributore. Invece i servizi di sistema su MSD restano gli utenti di oggi.

6.4 Alcuni benefici e difetti di vari modelli

Il primo modello ha il vantaggio di utilizzare i meccanismi di dispacciamento con la possibilità di estenderli agli impianti della GD e FRNP soprattutto con le reti dimensionate con l'approccio fit&forget. Lo svantaggio di utilizzare questo modello consiste nella gestione di un numero elevato di utenti nel MSD soprattutto per le misure e verifiche del servizio fornito da tali impianti. Nella rete non dimensionata con l'approccio fit&forget, i servizi di sistema e quelli locali possono entrare in conflitto tra loro con la conseguenza di rendere più difficile l'acquisto dei servizi offerti dalla GD tramite MSD.

Il vantaggio del secondo modello è di poter usufruire tutte le risorse senza conflitti tra la rete di trasmissione e di distribuzione. Inoltre, si può creare un mercato più ampio a cui potranno partecipare più unità estendendo il confine del DSO a un'area di riferimento. In più, la possibilità di offrire servizi locali e di sistema, della GD, porterebbe a una diminuzione degli incentivi statali per l'energia. Per contro si deve creare il MSD-D che coinvolge un numero elevato di utenti e che dovrebbe essere svolto in tempi molto brevi.

Il terzo modello ha il vantaggio di semplificare la gestione della GD a cui è richiesto fondamentalmente di mantenere il profilo programmato pari al profilo previsto al giorno prima. Lo svantaggio di questo modello consiste nella scarsa disponibilità di risorse utili per mantenere un profilo costante in relazione alla variazione del carico con la conseguenza di dover installare sistemi di accumulo in CP.

Capitolo 7

Conclusione

Con l'aumento degli impianti di generazione dell'energia elettrica, favoriti dagli incentivi del conto energia, sono stati introdotti varie problematiche relative alla gestione delle reti del trasporto dell'energia elettrica.

La nuova Norma CEI 0-21, è intervenuta proprio per fornire delle regole di riferimento per il corretto funzionamento (connessione) degli impianti degli utenti considerando le caratteristiche funzionali della maggior parte della rete in BT, la sicurezza funzionale delle reti, le esigenze del distributore e le esigenze degli utenti che dovranno essere connessi alla rete elettrica.

Proprio a questo proposito, non è più necessario il trasformatore di separazione galvanica se l'inverter dell'impianto di utente è dotato di un sistema che limita l'immissione delle correnti con componente continua maggiore di $0,5 I_n$. Nel caso la componente continuo sia maggiore di tale valore, dovrà intervenire il dispositivo di interfaccia.

Al fine di regolare la tensione di esercizio della rete in caso di funzionamento in isola, gli inverter di potenza superiore a 3 kW potranno essere collegati alle reti purché in grado con fattore di potenza istantanea regolabile. In tal modo, l'inverter dovranno essere sovradimensionati rispetto alle caratteristiche del proprio impianto di generazione per potere erogare la potenza reattiva e reattiva alla rete.

Sono state inserite due soglie di intervento di frequenza, due soglie di minima tensione e una di massima tensione con misura a media mobile su 10 minuti, nella regolazione di protezione di interfaccia.

Per evitare che gli impianti di produzione degli utenti con generatori statici, in occasione dei buchi di tensione, si disconnettano dalla rete, l'impianto con potenza complessiva maggiore di 6 kW deve avere requisiti funzionali per rispettare i tempi previsti nella caratteristica (V-t) della LVFRT.

Gli inverter dovranno diventare dispositivi intelligenti, non solo per la conversione da corrente continua ad alternata ma anche per la regolazione dei parametri della rete, ricevendo input della stessa per modificare i parametri richiesti dalla rete.

Sono state modificate alcune prescrizioni nella connessione degli impianti di produzione dell'energia ma anche gli impianti di fornitura momentanea oppure impianti di utenza passiva in generale.

Sono state introdotte ulteriori precisazioni nel sistema di misura dell'energia elettrica sia per gli impianti di generazione con un sistema di accumulo dell'energia sia per gli impianti senza sistema di accumulo ma con uno scambio di potenza con la rete.

Infine, con l'inevitabile crescita della rete elettrica, sia fisicamente sia dal punto di vista tecnico ed economico, sarebbe appropriato approfondire alcuni altri aspetti nella gestione della rete elettrica. A tal proposito, sono state proposte ulteriori provvedimenti e modifiche della gestione della rete da introdurre in un futuro cambiamento delle normative.

Bibliografia

[1] Paolucci Antonio (1998). Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica. Cepu padova.

[2] Norma CEI 0-16

[3] Norma CEI 0-21

[4] Pallabazzaer Radulfo Sistemi di conversione eolico (2011).

[5] Fith european & african conference on wind engineering (2009) firenze University Press.

[6] Impianti solari fotovoltaici a norme CEI. Guida per progettisti e installatori – VII edizione aggiornata con il quarto conto energetico. (2011) Editoria Delfini.

[7] Alessandro Caffarelli, Giulio De Simone, Marta Stizza, Alessio D'Amato. Sistemi solari fotovoltaici. (2013). Maggioli.

[8] Luca Rubini, Mario Di Veroli, Alfonso Calabria. Sistemi solari termici (tecnologia – applicazioni – dimensionamento) (2008)

[9] Teddei Andrea. La progettazione di centrali termiche a metano e GPL. (2010) editoria Maggioli.

[10] Vittorio Di Vito. Regolazione della frequenza e della potenza di scambio in un sistema elettrico con interconnessioni di rete. (2007) Lulu.com.

[11] R. Marconato. Electric power system. Vol.1 – background and basic components. CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano.

[12]

Siti web

<http://www.ceiweb.it/> (ultimo accesso: 18/09/2014)

<http://www.trenta.it/content/home> (ultimo accesso: 12/09/2014)

<http://eneldistribuzione.enel.it/it-IT> (ultimo accesso: 12/09/2014)

<http://www.autorita.energia.it/index.htm> (ultimo accesso: 04/09/2014)